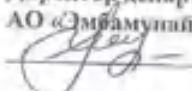


АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

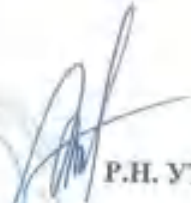
УТВЕРЖДАЮ:
Управляющий директор по разработке
АО «Эмбаунайгаз»
 Козов К. С.
2021г.

Согласовано:
Директор департамента ОТ и ОС
АО «Эмбаунайгаз»
 М.Г. Русаев
«__» _____ 2021г.

ПРОЕКТ НАПРОИЗВОДСТВО РАБОТ ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ
СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:

Заместитель директора филиала
по производству:

 Р.Н. УТЕЕВ
 А.Г. ГАБДУЛЛИН

	ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОЙ (ОЦЕНОЧНОЙ) СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АККУДУК ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 2500М
	СОДЕРЖАНИЕ

ВЕДОМОСТЬ РЕДАКЦИЙ

[illegible]

Список исполнителей:

Руководитель проекта: Директор департамента бурения _____ К.С. Буканов	Общее руководство
Главный инженер проекта: Главный специалист _____ С.А. Губашев	
Ответственные исполнители: Ведущий инженер _____ Р.Н. Блгалиев	
Старший инженер _____ А.Б. Измуханбетов	
Инженер _____ А.С. Нургалиева	
Инженер _____ Ж.Ж. Лепенова	
Инженер _____ Ж.Б. Ергалиев	
Инженер _____ А.К. Амангалиев	Подготовка исходных данных и оформление проекта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

№ главы	Содержание	№ стр.
1	2	3
1.	Общие положения	7
2.	Классификатор работ по подземному капитальному ремонту скважин по видам и последовательность выполнения работ	12
3.	Введение по НГДУ «Доссормунайгаз»	24
3.1	Капитальный ремонт скважин по НГДУ «Доссормунайгаз»	27
3.2	Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин по НГДУ «Доссормунайгаз»	49
4.	Введение по НГДУ «Кайнармунайгаз»	85
4.1	Капитальный ремонт скважин по НГДУ «Кайнармунайгаз»	86
4.2	Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин по НГДУ «Кайнармунайгаз»	91
5.	Введение по НГДУ «Жылыоймунайгаз»	93
5.1	Капитальный ремонт скважин по НГДУ «Жылыоймунайгаз»	98
5.2	Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин по НГДУ «Жылыоймунайгаз»	101
6.	Введение по НГДУ «Жаикмунайгаз»	103
6.1	Капитальный ремонт скважин по НГДУ «Жаикмунайгаз»	104
6.2	Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин по НГДУ «Жаикмунайгаз»	105
7.	Основные проектные решения	110
	Спуско-подъемные операции	112
8.	Исправление смятых участков эксплуатационных колонн	109
9.	Ремонтно-изоляционные работы	115
9.1	Виды водопритоков, порядок выбора технологии РИР и тампонажных материалов	119
9.2	Выбор технологии и тампонажных материалов при водоизоляционных работах	123
9.2.1	Ликвидация заколонных перетоков флюидов к интервалу перфорации из ниже- или вышезалегающих пластов (нижние, верхние и подошвенные воды)	120
10.	Капитальный ремонт скважин	125
11.	Промыслово-геофизические исследования для решения задач капитального ремонта скважин	126
11.1	Геофизические исследования в интервале объекта разработки	124
11.2	Геофизические исследования при отключении отдельных пластов (КР1-2)	128
11.3	Геофизические исследования при ликвидации негерметичности цементного кольца (КР1-3)	129
11.4	Геофизические исследования при наращивании цементного кольца за колонной, кондуктором (КР1-4)	130
11.5	Геофизические исследования при устранении негерметичности обсадных колонн (КР-2)	130
11.6	Геофизические исследования при переходе на другие горизонты (КР-5), приобщении пластов, дополнительной перфорации (КР-7)	131
11.7	Геофизические исследования при переходе скважин из категории в категорию по назначению (КР-6)	133

1	2	3
12.	Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника	133
12.1.	Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов	133
12.2	Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций	134
12.3	Мероприятия по промышленной санитарии	136
13.	Сметно-экономическая часть	139
14.	Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов используемых при принятии проектных решений и строительстве скважины	141
15.	Приложение	143

1. Общие положения

1.1. ПСД на производство работ по капитальному ремонту скважин на месторождениях АО «Эмбаунайгаз» предназначен для практического использования производственными службами, цехами и бригадами КРС. В настоящем производстве работ описываются общие технологические принципы проведения работ по капитальному ремонту скважин.

1.2. Настоящим производством работ определяются основные требования по выполнению ремонтных работ в скважинах, являющихся обязательными для руководства всеми службами и подразделениями АО «Эмбаунайгаз», а также его подрядчиками.

1.3. При проведении ремонтных работ должны соблюдаться требования промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

1.4. Ремонтные работы в скважинах осуществляются в целях восстановления (уменьшения износа) технических характеристик для поддержания их в рабочем состоянии.

1.5. Работы по подземному ремонту скважин могут быть следующих видов:

- **капитальный ремонт скважин;**
- **текущий ремонт скважин;**
- **повышение нефтеотдачи пластов и производительности скважины.**

Ремонты могут быть плановыми, осуществляемыми в соответствии с заранее установленными сроками и аварийными.

1.5.1. **Капитальный ремонт скважин** включает в себя работы по восстановлению или замене отдельных частей скважин или целых конструкций, деталей и инженерно-технического оборудования в связи с их физическим износом и разрушением на более долговечные и экономичные, улучшающие их эксплуатационные показатели по повышению нефтеотдачи пластов, промышленной и экологической безопасности, охране недр и энергетической эффективности (далее – капитальный ремонт скважин), в том числе:

- восстановление технических характеристик обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, интервала перфорации;
- ликвидация последствий аварий;
- спуск и подъем оборудования для раздельной эксплуатации и закачки различных агентов в пласт;
- воздействие на продуктивный пласт физическими, химическими, биохимическими и другими методами (гидроразрыв пласта, гидropескоструйная перфорация, гидромеханическая щелевая перфорация, соляно-кислотная обработка пласта и т.д.);

- зарезка боковых стволов и проводка горизонтальных участков в продуктивном пласте (без полной замены обсадной колонны);
- изоляция одних и приобщение других горизонтов;
- перевод скважин по другому назначению;
- исследования диагностические скважин;
- ликвидация скважин.

1.5.2.Текущий ремонт скважин включает в себя комплекс работ, выполняемых для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей оборудования скважины, а также работ по изменению режима и способа эксплуатации скважины (далее – текущий ремонт скважин), в том числе:

- замена и (или) восстановление частей оборудования скважин;
- перевод скважин на другой способ эксплуатации;
- оптимизация режима эксплуатации;
- ремонт оборудования скважин оснащенных погружными насосами;
- ремонт фонтанных скважин (ревизия, смена НКТ, устьевого оборудования);
- ремонт газлифтных скважин;
- ревизия и смена частей оборудования артезианских, поглощающих и стендовых скважин;
- очистка, промывка забоя и ствола скважины;
- работы по испытанию скважин после замены частей оборудования.

1.5.3.Работы по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти осуществляются в целях воздействия на пласт и прискважинную зону физическими, химическими или биохимическими и гидродинамическими методами, направленными на повышение коэффициента конечного нефтеизвлечения на данном участке залежи.

1.6.Единицей ремонтных работ является комплекс подготовительных, основных и заключительных работ, проведенных специализированными организациями от момента передачи скважины для производства работ до окончания работ, принимаемых по акту.

1.7.Плановые ремонтные работы осуществляются в соответствии с требованиями нормативно-технической документации.

1.8.Ремонтные работы в скважинах могут проводиться четырьмя основными способами доставки инструмента, технологических материалов (реагентов) или приборов к заданной зоне:

- с помощью специально спускаемой колонны труб;

- с помощью специально спускаемой «непрерывной трубы» (использование комплексов и установок «непрерывная труба» при ремонте скважин особо оговаривается в графе «вид работ»);
- на кабеле или на канате;
- путем закачивания реагентов в насосно-компрессорные трубы или межтрубное пространство.

1.9. Структура кодового обозначения ремонтных работ состоит из двух блоков:

- блока идентификации объекта классификации, представляющего унифицированную запись категории ремонта – текущий, капитальный, обозначенную двумя заглавными буквами – КР (капитальный ремонт), ТР (текущий ремонт);
- информационного блока, характеризующего капитальные, текущие ремонты по следующим признакам:
 - вид ремонта скважины – до двух знаков;
 - способ выполнения работ по ремонту скважины указанного вида – два знака.

1.10. Комплекс ремонтных работ, включающий в себя несколько видов ремонтных работ, считается одним скважино-ремонтom.

Отнесение капитального ремонта скважины к тому или иному коду (шифру) производится исходя из более сложного вида работ или большего объема сложных работ.

1.11. Капитальный ремонт в скважинах методом забуривания боковых стволов (КР6) может подразделяться по типу бокового ствола:

- НО – неориентированный ствол;
- НН – наклонно-направленный (зенитный угол от 3 до 55 град);
- ПС – пологий (зенитный угол от 55 до 75 град);
- ГС – горизонтальный (зенитный угол более 75 град);
- ГПС – горизонтальный с пилотным стволом;
- (2)ГУ – горизонтальный с несколькими (кол-во) горизонтальными участками;
- (2)ГС – несколько боковых стволов (кол-во) и т.д.

При оставлении в работе основного ствола скважины к обозначению типа ствола добавляется (+О) например – ГС+О.

1.12. Для сравнительной оценки сложности ремонтов принято условие, что к категории сложных относятся ремонты КР1, КР2, КР3, КР4, КР6.

1.13. Нормативная продолжительность капитального ремонта (КР) определяется как сумма нормативной продолжительности основного вида КР и нормативной продолжительности блок-вставок на отдельные технологические операции.

1.14.Отнесение скважин по способам эксплуатации производится по способу эксплуатации на окончание (момент) ремонта.

1.15.Основанием для производства ремонта скважин являются результаты гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, а также анализа промысловых исследований (динамика дебита и изменение обводненности, химический анализ воды, пластовое давление и др.).

1.15.1.Промыслово-геофизические исследования в скважинах с целью информационного обеспечения проводят до ремонта (в работающей скважине), в период ремонтных работ и после их завершения.

1.15.2.В случаях, когда геофизические исследования провести невозможно без привлечения бригад КРС (скважины, эксплуатирующиеся ЭЦН, ШГН, остановленные, а также при различных способах воздействия на пласт), эти работы поручают ремонтной службе с включением в объем ремонтных работ комплекса необходимых исследований.

1.16.Ремонт нагнетательных (водяных), пьезометрических, артезианских скважин аналогичен ремонту нефтяных добывающих скважин. Ремонт нагнетательных газовых скважин имеет свои особенности, и его проводят как ремонт газовых скважин.

1.17.При ремонте газлифтных скважин, оборудованных газлифтными клапанами, тарировку, проверку, монтаж и демонтаж клапанов производят на специальных стендах в условиях ремонтных баз. Остальные операции по ремонту газлифтных скважин производят в соответствии с требованиями настоящего регламента.

1.18.Ремонт скважин, оборудованных пакерами-отсекателями, включает работы, связанные с подготовкой скважины (глушение, шаблонирование обсадной колонны, очистка стенок труб от продуктов коррозии и заусениц) и оборудования.

1.19.При ремонте скважин, содержащих в продукции сероводород и другие токсичные компоненты, должны соблюдаться дополнительные требования, регламентированные специальными руководящими документами, действующими в отрасли. Работы в таких скважинах ведутся по специально разработанному «Технологическим регламенту», и в настоящем технологическом регламенте не рассматриваются

1.20.1.Оборудование, приборы и запорная арматура, применяемые при ремонте скважин с продукцией, содержащей сероводород, должны иметь паспорт завода-изготовителя (фирмы-поставщика), удостоверяющий возможность их использования в сероводородной среде при установленных проектом и/или ПОР параметрах.

1.21.Ремонтные работы в скважинах могут проводиться только при наличии ПОР, согласованного с заказчиком и утвержденного техническим руководителем исполнителя.

Исключение составляют аварийные ситуации с последующим оповещением вышестоящей структурной единицы, представителей заказчика, областного департамента по

промышленной безопасности и противофонтанной службы согласно плану ликвидации аварий (ПЛА) в соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите».

1.22.Единицей ремонтных работ перечисленных направлений (ремонт, скважино-операция) является комплекс подготовительных, основных и заключительных работ, проведенных бригадой текущего, капитального ремонта скважин или звеном по интенсификации, от передачи им скважины заказчиком до окончания работ, предусмотренных планом и принимаемых по акту.

1.22.1.Если после окончания работ скважина не отработала 48 часов гарантированного срока или не вышла на установленный режим в связи с некачественным проведением работ запланированного комплекса по вине бригады КРС или звена по интенсификации, то независимо от того, какая бригада будет осуществлять дополнительные работы по скважине, считать их продолжением выполненных работ без оформления на них второго ремонта или скважино-операции.

1.23.Ремонтные работы в скважинах в отрасли проводятся тремя основными способами доставки к заданной зоне ствола инструмента, технологических материалов (реагентов) или приборов:

- с помощью специально спускаемой колонны труб;
- путем закачивания по НКТ или межтрубному пространству;
- на кабеле или канате.

2. Классификатор работ по подземному капитальному ремонту скважин по видам и последовательность выполнения работ

Таблица 2.1.

Виды капитальных ремонтов скважин

Обозначение ремонта	Вид ремонта	Результат
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
KP1	Ремонтно-изоляционные работы	
KP1-1	Отключение отдельных пластов.	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а).
KP1-1.1	Отключение отдельных пластов цементом.	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а).
KP1-1.1 НТ	Отключение отдельных пластов цементом с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а).
KP1-1.1НТ А	Отключение отдельных пластов цементом (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение или снижение обводненности продукции.
KP1-1.2	Отключение отдельных пластов полимерами.	Выполнение запланированного объема работ. Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном (ого) пласте (а).
KP1-2	Отключение отдельных интервалов и пропластков объекта эксплуатации.	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение притока флюидов. Прекращение или снижение обводненности продукции.
KP1-2.1	Отключение отдельных интервалов цементом.	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение притока флюидов. Прекращение или снижение обводненности продукции.
KP1-2.2	Отключение отдельных интервалов полимерами.	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение притока флюидов. Прекращение или снижение обводненности продукции.
KP1-2.2 НТ	Отключение отдельных интервалов полимерами с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение притока флюидов. Прекращение или снижение обводненности продукции.
KP1-2.2НТ А	Отключение отдельных интервалов полимерами (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Прекращение или снижение обводненности продукции.
KP1-3	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца.	Выполнение запланированного объема работ, прекращение или снижение обводненности продукции, межпластового перетока флюидов, подтвержденное геофизическими исследованиями.
KP1-3.1	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца цементом.	Выполнение запланированного объема работ, прекращение или снижение обводненности продукции, межпластового перетока флюидов, подтвержденное геофизическими исследованиями.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
KP1-3.1HT	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца цементом с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ, прекращение или снижение обводненности продукции, межпластового перетока флюидов, подтвержденное геофизическими исследованиями.
KP1-3.1HT A	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца цементом (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ, прекращение или снижение обводненности продукции, межпластового перетока флюидов, подтвержденное геофизическими исследованиями.
KP1-3.2	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца полимерами.	Выполнение запланированного объема работ, прекращение или снижение обводненности продукции, межпластового перетока флюидов, подтвержденное геофизическими исследованиями.
KP1-3.2HT	Восстановление технических характеристик герметичности цементного кольца полимерами с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ, прекращение или снижение обводненности продукции, межпластового перетока флюидов, подтвержденное геофизическими исследованиями.
KP1-4	Восстановление технических характеристик посредством наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной, за промежуточной колонной, за кондуктором.	Выполнение запланированного объема работ, отсутствие нефтегазопоявлений на поверхности, наращивание цементного кольца в необходимом интервале, подтвержденное геофизическими исследованиями.
KP2	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	
KP2-1	Устранение негерметичности тампонированием.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке.
KP2-1HT	Устранение негерметичности тампонированием с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке.
KP2-2	Устранение негерметичности установкой пластыря.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке.
KP2-3	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке.
KP2-4	Устранение негерметичности частичной сменой эксплуатационной колонны.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны. Прохождение шаблона до проектной глубины.
KP2-5	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны доворотом.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны при опрессовке.
KP3	Устранение случаев брака или последствий аварий	
KP3-1	Извлечение оборудования из скважины после последствий аварии.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
КР3-1.1	Извлечение УЭЦН после случая брака или последствий аварии.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.2	Извлечение УЭДН после случая брака или последствий аварии.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.3	Извлечение УЭВН после случая брака или последствий аварии.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.4	Извлечение ШГН после случая брака или последствий аварии.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.5	Извлечение УШВН после случая брака или последствий аварии.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.6	Извлечение НКТ после случая брака или последствий аварии.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.7	Извлечение пакера, прихваченного в колонне.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.8	Извлечение прихваченного УЭЦН при отсутствии циркуляции.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.9	Извлечение прихваченного УЭДН при отсутствии циркуляции.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.10	Извлечение прихваченного УЭВН при отсутствии циркуляции.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.11	Извлечение прихваченного ШГН при отсутствии циркуляции.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.12	Извлечение прихваченного УШВН при отсутствии циркуляции.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-1.13	Извлечение прихваченных НКТ при отсутствии циркуляции.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
КР3-2	Ликвидация последствий аварии из-за коррозионного износа НКТ.	Выполнение запланированного объема работ. Прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-3	Ликвидация случаев брака или последствий аварий с эксплуатационной колонной и райбирование.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона.
КР3-4	Замена устьевого оборудования.	Выполнение запланированного объема работ. Достижение оговоренной планом работы цели.
КР3-5	Ревизия и замена глубинного оборудования.	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление продуктивности (приемистости) скважины.
КР3-6	Очистка забоя и ствола скважины от посторонних предметов.	Выполнение запланированного объема работ. Прохождение шаблона до установленной глубины.
КР3-7 НТ	Очистка НКТ от посторонних предметов, ловильные работы в НКТ с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона.
КР3-8	Устранение случаев брака или последствий аварий, допущенных в процессе ремонта скважин.	Выполнение запланированного объема работ, оговоренного в дополнительном плане на ликвидацию аварии.
КР3-8.1	Извлечение оборудования УЭЦН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины.	Выполнение запланированного объема работ.
КР3-8.2	Извлечение оборудования УЭДН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины.	Выполнение запланированного объема работ.
КР3-8.3	Извлечение оборудования УЭВН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины.	Выполнение запланированного объема работ.
КР3-8.4	Извлечение оборудования ШГН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины.	Выполнение запланированного объема работ.
КР3-8.5	Извлечение оборудования УШВН из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины.	Выполнение запланированного объема работ.
КР3-8.6	Извлечение НКТ из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины.	Выполнение запланированного объема работ.
КР3-8.7	Извлечение пакера из скважины после аварии, допущенной в процессе ремонта скважины.	Выполнение запланированного объема работ.
КР4	Переход на другие горизонты и приобщение пластов	
КР41	Переход на другие вышележащие и нижележащие горизонты.	Выполнение запланированного объема работ, получение притока подтвержденного геофизическими исследованиями.
КР4-1.1	Переход на нижележащие горизонты тампонируанием.	Выполнение запланированного объема работ, получение притока подтвержденного геофизическими исследованиями.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
КР4-1.1 НТ	Переход на нижележащие горизонты тампонированием с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ, получение притока подтвержденного геофизическими исследованиями.
КР4-1.2	Переход на нижележащие горизонты установкой пластыря.	Выполнение запланированного объема работ, получение притока подтвержденного геофизическими исследованиями.
КР4-1.3	Переход на вышележащие горизонты тампонированием.	Выполнение запланированного объема работ, получение притока подтвержденного геофизическими исследованиями.
КР4-1.3НТ	Переход на вышележащие горизонты тампонированием с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ, получение притока подтвержденного геофизическими исследованиями.
КР4-1.4	Переход на вышележащие горизонты установкой взрывпакета, пакер-пробки.	Выполнение запланированного объема работ, получение притока подтвержденного геофизическими исследованиями.
КР4-2	Приобщение дополнительного количества пластов для совместной эксплуатации.	Выполнение запланированного объема работ, получение притока из приобщенных интервалов с сохранением притока из ранее работавших.
КР4-2НТ	Приобщение дополнительного количества пластов для совместной эксплуатации с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Получение притока из приобщенных интервалов с сохранением притока из ранее работавших.
КР5	Внедрение (извлечение) пакера-отсекателя, установка ОРЭ, ОРЗ, КОС, КЗП	
КР5-1	Внедрение (извлечение) установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей, КОС.	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность пакера. Увеличение дебита нефти. Увеличение, сокращение объемов закачки воды.
КР5-1НТ	Внедрение пакера с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ.
КР5-1НТ А	Внедрение пакера в скважине с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ.
КР5-2	Внедрение и ремонт установок систем комплексов защиты пласта типа КЗП др.	Выполнение запланированного объема работ. Безотказность работы системы, оговоренной в плане работы.
КР6	Комплекс подземных работ по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов с использованием технических элементов бурения, включая проводку горизонтальных участков ствола скважин	
КР6-1.1	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных, в целях ликвидации брака или последствий аварии, возникшей в процессе эксплуатации.	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым стволом (ами), ответвлением (ями) с обходом аварийного участка.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
КР6-1.1КНТ	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных с использованием комплекса «непрерывная труба», в целях ликвидации последствий аварии, возникшей в процессе эксплуатации.	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым стволом (ами), ответвлением (ями) с обходом аварийного участка.
КР6-1.2	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных из ствола низкопродуктивных и обводненных скважин, для вскрытия дополнительных продуктивных мощностей.	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым стволом (ами), ответвлением (ями).
КР6-1.2КНТ	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных из ствола низкопродуктивных и обводненных скважин с использованием комплекса «непрерывная труба», для вскрытия дополнительных продуктивных мощностей.	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым стволом (ами), ответвлением (ями).
КР6-1.3	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных, в целях вывода скважины из бездействующего фонда (вскрытие участков с остаточными запасами – целики, экранированные зоны и т.д.).	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым стволом (ами), ответвлением (ями).
КР6-1.3КНТ	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных с использованием комплекса «непрерывная труба», в целях вывода скважины из бездействующего фонда (вскрытие участков с остаточными запасами - целики, экранированные зоны и т.д.).	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым стволом (ами), ответвлением (ями).
КР6-1.4	Зарезка и бурение бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных, для перехода на нижележащий пласт.	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление работоспособности скважины вскрытием пласта боковым (боковыми) ответвлением (ответвлениями).
КР6-2	Бурение цементного стакана.	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ.
КР6-3	Фрезерование башмака, углубление скважины.	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ.
КР6-3КНТ	Фрезерование башмака, углубление скважины с использованием комплекса «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ.
КР6-ЗНТ	Фрезерование башмака, углубление скважины с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ.
КР6-ЗНТ А	Фрезерование башмака, углубление скважины в скважинах с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
КР6-4	Бурение и оборудование шурфов и артезианских и стендовых скважин.	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ.
КР6-5	Прочие работы, связанные с бурением по восстановлению работоспособности скважин и повышению нефтеотдачи пластов с использованием технических элементов бурения, включая проводку горизонтальных участков ствола скважин.	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ.
КР6-5КНТ	Прочие работы, связанные с бурением с использованием комплекса «непрерывная труба»	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ.
КР6-5НТ	Прочие работы, связанные с бурением с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ.
КР6-5НТ А	Прочие работы связанные с бурением в скважинах с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели, оговоренной планом работ.
КР7	Обработка призабойной зоны пласта скважины и вызов притока	
КР7-1	Проведение кислотной обработки СКО (ГКО).	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-1НТ	Проведение СКО (ГКО): (СКО (ГКО) + ПАВ) в нефтяных и нагнетательных скважинах с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-1НТ А	Проведение СКО (ГКО): ((СКО + ГКО), СКО + ПАВ)) в нефтяных и нагнетательных скважинах (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-2	Подготовка к ГРП (освоение после ГРП).	Выполнение запланированного объема работ.
КР7-3	Проведение ГРП.	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяной и приемистости нагнетательной скважин.
КР7-4	Проведение ГГРП.	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяной и приемистости нагнетательной скважин.
КР7-5	Подготовка к ГПП (освоение после ГПП).	Выполнение запланированного объема работ.
КР7-6	Проведение ГПП.	Выполнение запланированного объема работ. Вскрытие продуктивного пласта. Увеличение продуктивности нефтяной и приемистости нагнетательной скважин.
КР7-7	Проведение ГПП и ГРП.	Выполнение запланированного объема работ. Вскрытие продуктивного пласта. Увеличение продуктивности нефтяной и приемистости нагнетательной скважин.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
КР7-8	Виброобработка призабойной зоны пласта.	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-9	Термообработка призабойной зоны пласта.	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяной и приемистости нагнетательной скважин.
КР7-10	Промывка призабойной зоны растворителями.	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-10 НТ	Промывка призабойной зоны растворителями с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-11	Обработка призабойной зоны ПАВ.	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-11НТ	Обработка призабойной зоны ПАВ с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-12	Обработка скважин термогазохимическими методами (ТГХВ, ПГД, ПГО и т.д.).	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-13	Дополнительная перфорация или торпедирование.	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-13НТ	Дополнительная перфорация с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин и увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-13НТ А	Дополнительная перфорация в скважинах (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-14	Проведение работ с УОС и его модификациями.	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели
КР7-15	Проведение работ с КИИ (ИПТ и др.)	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели.
КР7-16	Вызов притока сваби́рованием, желонкой, заменой жидкости, компрессированием.	Выполнение запланированного объема работ. Достижение цели.
КР7-17	Выравнивание профиля или восстановление приемистости нагнетательной скважины.	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями.

1	2	3
КР7-17НТ	Выравнивание профиля или восстановление приемистости нагнетательной скважины с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ, подтвержденных промыслово-геофизическими исследованиями.
КР7-18НТ	Освоение скважин пенными системами с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-18НТ А	Освоение скважин с боковыми ответвлениями пенными системами (с зенитным углом 60 и более градусов) с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Увеличение продуктивности нефтяных скважин или увеличение приемистости нагнетательных скважин.
КР7-19	Проведение реагентной разглинизации призабойной зоны пласта.	Выполнение запланированного объема работ. Вызов притока. Увеличение продуктивности нефтяной скважины.
КР7-20	Проведение повторной перфорации на кислых растворах.	Выполнение запланированного объема работ. Вызов притока. Увеличение продуктивности нефтяной скважины.
КР7-21	Проведение депрессионной перфорации пласта.	Выполнение запланированного объема работ. Вызов притока. Увеличение продуктивности нефтяной скважины.
КР7-22	Проведение МГД.	Выполнение запланированного объема работ. Вызов притока. Увеличение продуктивности нефтяной скважины.
КР7-23	Прочие виды обработки призабойной зоны пласта.	Выполнение запланированного объема работ.
КР7-23НТ	Прочие виды обработки призабойной зоны пласта с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ.
КР8	Исследования диагностические скважин	
КР8-1	Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов, уточнение геологического разреза в скважине.	Выполнение запланированного объема работ (комплекса исследований) в заданном режиме (приток, закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения.
КР8-2	Оценка технического состояния скважины (обследование скважины).	Выполнение запланированного объема работ. Получение заключения.
КР8-2.1НТ	Оценка технического состояния скважины, определение характера притока в добывающих скважинах с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ (комплекса исследований) в заданном режиме (притока, закачка, выдерживание скважины в покое), получение заключения.
КР8-2.2НТ	Оценка технического состояния скважины, определение приемистости в нагнетательных скважинах с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Получение заключения.

Продолжение таблицы 2.1

1	2	3
КР8-ЗНТ	Обследование скважин печатью с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Получение заключения.
КР8-4	Проведение геофизических исследований в горизонтальных скважинах.	Выполнение запланированного объема работ. Получение заключения.
КР8-4НТ А	Проведение геофизических исследований в скважинах с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Получение заключения.
КР8-4.1НТ А	Проведение геофизических исследований в фонтанирующих скважинах с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Получение заключения.
КР9	Перевод скважин на использование по другому назначению	
КР9-1	Освоение скважины под нагнетание.	Выполнение запланированного объема работ. Достижение приемистости, оговоренной в плане работ.
КР9-1НТ	Освоение скважины под нагнетание с использованием установки "непрерывная труба".	Выполнение запланированного объема работ. Достижение приемистости, оговоренной в плане работ.
КР9-2	Перевод скважины под отбор технической воды.	Выполнение запланированного объема работ. Получение притока.
КР9-3	Перевод скважины в наблюдательную, пьезометрическую, контрольную.	Выполнение запланированного объема работ.
КР9-4	Перевод скважин под нагнетание теплоносителя, воздуха или газа.	Выполнение запланированного объема работ. Получение приемистости.
КР9-5	Перевод скважин в добывающие.	Выполнение запланированного объема работ. Получение притока продукции.
КР9-6	Перевод скважин в газодобывающие из других категорий.	Выполнение запланированного объема работ. Получение притока продукции.
КР-10	Ремонт нагнетательных скважин	
КР10-1	Восстановление приемистости нагнетательной скважины	Выполнение запланированного объема работ. Обеспечение приемистости пласта в скважине.
КР10-2	Смена пакера в нагнетательной скважине.	Выполнение запланированного объема работ. Обеспечение герметичности пакера и приемистости скважины.
КР10-3	Ремонт противопесочного оборудования паро- и воздухомнагнетательных скважин.	Выполнение запланированного объема работ. Обеспечение приемистости.
КР10-4	Промывка в паро- и воздухомнагнетательных скважинах песчаных пробок.	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление приемистости.
КР10-5	Прочие виды работ по восстановлению приемистости нагнетательной скважины.	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление приемистости.
КР11	Консервация (расконсервация) скважин	
КР11-1	Консервация скважины.	Выполнение запланированного объема работ.
КР11-2	Расконсервация скважины.	Выполнение запланированного объема работ.

<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>
КР12	Ликвидация (возврат из ликвидации) скважин	
КР12-1	Ликвидация скважины.	Выполнение запланированного объема работ.
КР12-1.1	Ликвидация скважины без наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной.	Выполнение запланированного объема работ.
КР12-1.2	Ликвидация скважины с наращиванием цементного кольца за эксплуатационной колонной.	Выполнение запланированного объема работ.
КР12-1.3	Ликвидация скважины при смещении эксплуатационной колонны.	Выполнение запланированного объема работ.
КР12-1НТ	Ликвидация скважины с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ.
КР12-2	Возврат скважины из ликвидации.	Выполнение запланированного объема работ.
КР12-2НТ	Возврат скважины из ликвидации с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ.
КР13	Прочие виды работ	
КР13-1	Восстановление циркуляции в скважине	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования.
КР13-1.1	Восстановление циркуляции в скважине оборудованной УЭЦН.	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования.
КР13-1.2	Восстановление циркуляции в скважине оборудованной ШГН.	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования.
КР13-1.3	Восстановление циркуляции в НКТ.	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования.
КР13-1.3НТ	Восстановление циркуляции в НКТ с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования.
КР13-1.4	Восстановление циркуляции в скважине оборудованной УШВН.	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования.
КР13-1.5НТ	Восстановление циркуляции в скважине проходным гидравлическим пакером с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования.

1	2	3
КР13-2	Промывка забоя скважины.	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление притока в скважине.
КР13-2НТ	Промывка забоя скважины с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление притока в скважине.
КР13-2НТ А	Промывка забоя скважины с зенитным углом 60 и более градусов с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление притока в скважине.
КР13-3	Промывка забоя водозаборных или артезианских скважин.	Выполнение запланированного объема работ. Восстановление притока.
КР13-4	Очистка ствола и забоя скважины от парафиногидратных отложений, солей, песчаных и гидратных пробок	Выполнение запланированного объема работ. Герметичность эксплуатационной колонны и прохождение шаблона до установленной глубины.
КР13-5	Очистка лифта НКТ в скважинах, от асфальтопарафиновых отложений горячей промывкой.	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования.
КР13-5НТ	Очистка лифта НКТ в скважинах, асфальтопарафиновых отложений горячей промывкой с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования.
КР13-6	Ревизия или замена колонной головки.	Выполнение запланированного объема работ. Прохождение шаблона. Герметичность колонной головки.
КР13-7	Ревизия или замена фонтанной арматуры.	Выполнение запланированного объема работ. Нормальное гидравлическое сообщение между колоннами труб и свободный проход инструмента и оборудования, герметичность фонтанной арматуры.
КР13-8	Испытания новых видов скважинного оборудования после замены.	Выполнение запланированного объема работ.
КР13-9	Пробный запуск скважины в работу после капитального ремонта.	Выполнение запланированного объема работ.
КР13-10	Пробный запуск скважины в работу после капитального ремонта с использованием установки «непрерывная труба».	Выполнена запланированного объема работ.
КР13-11	Подготовка скважины к зарезке и бурению бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных без вырезания «окна» в эксплуатационной колонне.	
КР13-12	Подготовка скважины к зарезке и бурению бокового (ых) ствола (ов), ответвления (ий), в т.ч. горизонтальных с вырезанием «окна» в эксплуатационной колонне.	

3. Введение по НГДУ «Доссормунайгаз»

Нефтегазодобывающее управление «Доссормунайгаз» Акционерного Общества «Эмбаунайгаз» согласно Лицензии и контракта ведет разработку на месторождениях Южный Танатар, Байчунас, Карсак, Ботахан, Кошкар, Алтыкуль, Восточный Макат, Северный Жолдыбай. Месторождение Южный Танатар введен на временную консервацию приказом № 913 от 31.12.2015г. Месторождение Танатар приказом № 510 от 02.10.2003г ликвидирован из-за экономической нерентабельности их разработки. Месторождение Искене находится в консервации приказом № 84 от 21.06.2012г. Месторождения Доссор, Макат находятся в консервации приказом № 51 от 22.01.2013г. Месторождение Комсомольский находится в консервации приказом № 546 от 06.05.2014г. Месторождения Сагиз, Бекбике находятся в консервации приказом № 59 от 29.01.2015г.

По разрабатываемым месторождениям начальные балансовые запасы на 01.01.2016 год составляют 94439,200 тыс. тн, а извлекаемые 41763,600 тыс. тн. Накопленная добыча нефти 35763,107 тн, остаточные извлекаемые запасы на 01.01.2016 год составляют 6000,493 тыс. тн, выработанность извлекаемых запасов 85,6 %.

По состоянию на 01.01.2016 год весь пробуренный фонд скважин по НГДУ «Доссормунайгаз» составляет 3152 единицы, в том числе 433 эксплуатационных, из них действующие 398 скважин, в бездействии находятся 11 скважин, из-за высокой обводненности, в ожидании ликвидации 24 скважины. Нагнетательный фонд составляет 106 скважин, из них в бездействии 2 скважины, в ожидании консервации 4 скважин. Водозаборный фонд 7 скважин, 48 наблюдательных скважин, в консервации 37 скважин, ликвидированный фонд составил 2521 скважин. В 2015 году ликвидированы 23 скважины: из них по месторождению Карсак ликвидировано 1 эксплуатационная скважина. По месторождению Восточный Макат 1 эксплуатационная и 1 нагнетательная, Байчунас 1 нагнетательная, Кошкар 1 нагнетательная скважина, Бекбике 5 эксплуатационные, 2 нагнетательные и 1 поглощающая, Сагиз 9 эксплуатационные, 1 нагнетательная скважина.

Из эксплуатационного фонда электровинтовым насосом эксплуатируются 76 скважин, остальные скважины эксплуатируются штанговыми глубинными насосами.

По НГДУ «Доссормунайгаз» при годовом плане 411,100 тыс. тн нефти, добыто 411,750 тыс. тн, что составило 100,2% (табл. №1).

Ниже приводим таблицу выполнения планового задания на 2015 год.

Табл. №1

№ №	Месторождение	Факт за 2011г, тн	Факт за 2012г, тн	Факт за 2013г, тн	Факт за 2014г, тн	План за 2015г, тн	Факт за 2015г, тн	% вып.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Доссор	404	392	0	0	0	0	0
2	Ю.Танатар	2500	2356	2385	1930	1185	1185	100
3	Байчунас	5408	5039	4900	4750	4535	4535	100
4	Искене	200	0	0	0	0	0	0
5	Карсак	40090	37642	36760	34470	33240	33240	100
6	Ботахан	163582	152793	154289	147940	144706	144967	100,2
7	Кошкар	3804	3962	3890	3295	3165	3165	100
8	Сагиз	0	4352	4350	1855	0	0	0
9	Бек-бике	1950	1980	1960	1650	0	0	0
10	Комсомольский	200	190	0	0	0	0	0
11	Алтыкуль	18758	17988	16946	15585	15029	15147	100,8
12	Макат	504	0	0	0	0	0	0
13	Северный Жолдыбай	29970	28720	26017	23725	21990	21990	100
14	Восточный Макат	239151	224916	199573	169500	187250	187521	100,1

НГДУ «ДМГ»	506521	480330	451070	404700	411100	411750	100,2
------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	-------

Для обеспечения запланированного плана добычи нефти проведено 598 ГТМ (план 263) и дополнительно добыто 53,3982 тыс. тн нефти при плане 36,2422 тыс. тн. Введено из бурения 19 скважин и добыто 23,9347 тыс. тн нефти (план 18 скважин 16,615 тыс. тн). Произведен капитальный ремонт в 58 скважинах (план 58), получена дополнительная добыча 12,939 тыс. тн нефти (план 14,915 тыс. тн). За отчетный период закачено 2 836,847 тыс. м³ попутно-добываемой воды, при этом дополнительно добыто – 6,8316 тыс. тн нефти.

Состояние фонда скважин на 01.01.2016 год по НГДУ «Доссормунайгаз»
представлен в таблице № 2

Табл. № 2

Фонд скважин	2015год															
	Ботахан	В.Макаг	Карсак	С.Жолдыбай	Алтыкуль	Байчунас	Кошкар	Южный Танагар	Бек-Бике	Макаг	Доссор	Комсомольск	Искене	Сагиз	Танагар	НГДУ
Эксплуатационный фонд	87	88	144	30	32	37	15									433
Действующий фонд	86	87	129	30	31	23	12									398
в том числе:																
в работе	86	85	127	30	31	22	12									393
в простое		2	2			1										5
в бездействии		1	6			1	3									11
в освоении																
в ож. ликвидаций	1		9		1	13										24
ЭВН	1	2	41	28	3		1									76
ШГН	86	86	103	2	29	37	14									357
Фонтан																
В консервации			12			2		4	5			5		9		37
Нагнетательный фонд	18	17	44	9	6	10	2									106
Нагн. фонд для утилизац.																
Водозаборный фонд		7														7
Наблюдательный фонд	19	8	10	2	2	6	1									48
Ликвидированные	42	10	87	29	50	370	113	7	35	591	546	79	297	212	53	2521
Весь пробуренный фонд	166	130	297	70	90	425	131	11	40	591	546	84	297	221	53	3152



Рисунок 1. Обзорная карта

3.1 Капитальный ремонт скважин по НГДУ «Доссормунайгаз»

За отчетный период капитальный ремонт при плане 58 скважин, фактически выполнен на 58 скважинах. Основными видами работ по капитальному ремонту скважин проведенных за 2015 год являются отключение обводненных интервалов, переход на другие горизонты, устранение негерметичности эксплуатационной колонны.

КРС фактически выполнено на 58 скважинах: в том числе фактически по месторождению Ботахан – 11, по месторождению Карсак – 17, по месторождению Восточный Макат - 18, по месторождению Северный Жолдыбай – 2, по месторождению Алтыкуль – 6, по месторождению Кошкар – 4 скважины.

Анализ работ по капитальному ремонту скважин за 2015 год показывает, что наибольшее количество работ было проведено на месторождениях Восточный Макат (31%), Ботахан (19 %), Карсак (29 %).

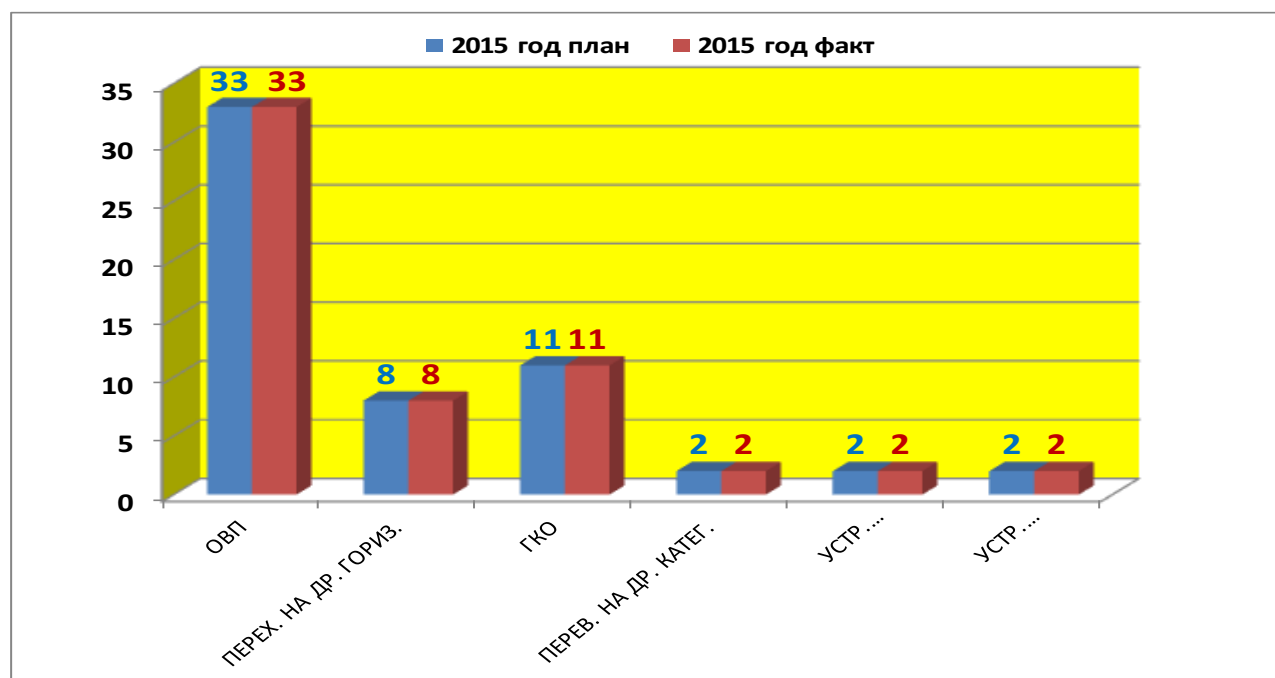
В целом за 2015 год затраты на капитальный ремонт 58 скважин составляет 616 329,1875 тыс.тг. Фактическое выполнение добычи составляет 12,939 тыс. тн, при плане 14,915 тыс. тн нефти.

За 2015 год капитальный ремонт скважин (КРС) выполнен по следующим позициям:

Табл. № 3.1

№	Мероприятия	Е	План	Факт
		д. изм		
1	Ограничение водопритока	скв/опер.	33	33
2	Переход на другой горизонт	скв/опер.	8	8
3	Глино-кислотная обработка	скв/опер.	11	11
4	Перевод на другую категорию	скв/опер	2	2
5	Устранение негерм. колонны	скв/опер.	2	2
6	Устр. негерм. колонны нагн.скв.	скв/опер.	2	2
Итого по НГДУ «Доссормунайгаз»		скв/опер.	58	58

Диаграмма №1



Описание работ капитального ремонта скважины по месторождению НГ ДУ «Доссормунайгаз» за 2015г

Табл. 3.2

№	№ скв	Проведенные работы, дата окончания	Сут. эффект, тн	Сумм. эффект, тн	Стоимость работ, тенге	Код МВЗ	Примечание
Месторождение Восточный Макат							
1	112	КР 4-1. Переход на вышележащий горизонт, КР 1-4. 10.03.15г.-22.03.15г. Подъем ПО. Промывка скв. Уст-ка пакера ф142мм на гл. 780/L800м. ОПП. ЦПД. Срезка на гл.800м. ОЗЦ. КЦМ-803м. Герметично. Уст-ка пакера ф142мм на гл.766/L786м. ОПП, ЦПД. Срезка на гл.776м. Подъем инстр-та 776-500м. ОЗЦ. КЦМ на гл.780м. Разбур ц/м в инт.780-805м. 3/Д ф105мм/дол.ф146мм. Герметично. Перфорация скв в инт.783-787м с привязкой по ГК. СПО НКТ ф73мм с пером 0-805м. Промывка скв. Спуск ПО.	5,3	2693,6	10182000	апрель 2015г.	
2	93	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. КР2-1. Устранение негерметичности экс.колонны. 23.03.15г.-21.04.15г. Подъем ПО. Разбур ц/м корки 1348-1365м. ГИС.ВНК+тех.состояние скв. Уст-ка пакера ф142мм на гл.1260м /L1340м. ОПП. ЦПД. Срезка на гл 1250м. ОЗЦ. КЦМ-1270м. Герметично. Разбур ц/м 1272-1361м.Герметично. Перфорация скв в инт.1328-1332м с привязкой по ГК. СПО НКТ ф73мм с пером 0-1360-0м. Промывка скв. Устранение негерметичности межколонного пространства, ЦПД. Опрессовка межколонного простр., герметично. Спуск ПО, пуск скв.		9	14891175	апрель 2015г.	
3	31	КР1-1 Отключение обводненных интервалов 07.06.15г.-19.06.15г. Подъем ПО. СПО. НКТ ф73мм с пером ф140мм 0-825м промывка скв-ны. Уст-ка пакера ф142мм на гл.795м. ОПП. ЦПД. Срезка на гл.802м.	3,1	506,5	9959268,75	июнь 2015г.	

		ОЗЦ. КЦМ. Уст-ка ф142мм гл.758м/L768м. ОПП. ЦПД. Срезка 786м. ОЗЦ. КЦМ-765м. Герметично. Разбур ц/м 765-805м. Герметично. ПВР в инт.787,5-791,5м,783,5-786м. СПО НКТ Ф73мм с пером 0-805-0м. Спуск ПО 0-784м с насосом НГН-57. Пуск скв.					
4	62н	КР7-1 Глино-кислотная обработка. 15.06.15г.-19.06.15г. Подъем ПО. Уст-ка пакера ф142мм на гл.900м. ОПП. Уст-ка кислотной ванны. Уст-ка пакера ф142мм на гл.710м. Уст-ка кислотной ванны. Промывка скв. до гл.900м. Уст-ка пакера на гл.850м/L-900м. ГКО. V _{гл.кисл.} -4,2м³, V _{пр} -2,7м³, Рн-80атм, Рк-50атм. Промывка скв. до гл.950м. Спуск ПО.			5059181,25	июнь 2015г.	
5	103н	КР7-1 Глино-кислотная обработка. 01.08.15г.-03.08.15г. Подъем ПО. Промывка скв. Уст-ка пакера ф142мм на гл.720м/L-870м. ОПП. ГКО. V _{гл.кисл.} -3,5м³, V _{пр} -2,5м³, Рн-80атм, Рк-40атм. Уст-ка пакера ф142мм на гл.500м. ГКО V _{гл.кисл.} -2м³, V _{пр} -2м³, Рн-60атм, Рк-40атм. Промывка скв-ны на гл.900м. Спуск ПО.			5059181,25	июль 2015г.	
6	110	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. 22.06.15г.-06.07.15г. Подъем ПО. СПО НКТ ф73мм с пером шаблоном ф140мм 0-725м. Промывка скв. Уст-ка L-660. ОПП. ЦПД. Срезка 660м. ОЗЦ. КЦМ-670м, герметично. Разбур ц/м 670-725м. Герметично. ГИС, АКЦ. Перфорация скв в инт.678-679,5м. СПО НКТ Ф73мм с пером 0-725-0м. Промывка скв. Спуск ПО.	1,1	88,1	9959268,75	июль 2015г.	
7	57	КР1-1 Отключение обводненных интервалов, КР 2-1 14.02.15г.-09.03.15г. Подъем ПО. Промывка и подъем до 0м. Спуск НКТ-73мм с пакером ф142мм до гл.830м. Пакеровка на гл.820м. ОПП. ЦПД. ОЗЦ. После спуск НКТс пером и прощупка КЦМ. КЦМ НА гл.815м. Спуск НКТ-73мм с пером ф142мм до гл.770м. Пакер на гл.750м. ОПП. ЦПД. КЦМ-778м. Уст-ка подвески на гл. 637м. Пакер на гл.611м. ОПП. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-628м, герметично. Разбур ц/м в инт.628-640м. Спуск Д-105 с дол.ф140мм до гл.640м и разбур ц/м в инт.640-815м. Промывка и подъем до 0м. Спуск НКТ с пером	2,6	852,5	14986631,25	июль 2015г.	

		до гл.500м. Герметично. Перфорация в инт.788-790м 12отв. Спуск НКТ с пером до забоя и промывка скв. Спуск ПО.					
8	12	КР1-1. Отключение обводненных интервалов 13.07.15г.- 30.07.15г. Спуск с пером до гл.770м. ЦПД, срезка. ОЗЦ. КЦМ на гл.763м. Герметично. Разбур ц/м в инт.763-815м ЦПД, КЦМ на гл 762м. Разбур ц/м в инт.762-815м. Герметично. ГИС. АКЦ, перфорация в инт.782-786 по 12отв. Спуск ПО НКТ-73мм с насосом НГН-57.	2,4	457,1	9959268,75	июль 2015г	
9	60	КР1-1 Отключение обводненных интервалов 25.07.15г.-04.08.15г. Подъем ПО. Уст-ка пакера ф142мм на гл.890м/L910м. ЦПД. Срезка на гл.900м. ОЗЦ. КЦМ-915м. Герметично. ГИС. АКЦ. Перфорация скв в инт.820-823м. СПО НКТ ф73мм с пером 0-915- 0м. Промывка скв. Спуск ПО 0-810м, НГН-57мм на гл. 800м.	1,1	148,6	9959268,75	август 2015г	
10	54	КР1-1 Отключение обводненных интервалов 07.08.15г.-29.08.15г. Подъем ПО. Промывка скв. до гл.854м. Уст-ка пакера ф142мм на гл.806м. ОПП. ЦПД. Срезка на гл.816м. ОЗЦ. КЦМ – 818м. Уст-ка пакера ф142мм на гл.760м. ОПП. ЦПД. Срезка на гл.760м. ОЗЦ. КЦМ-750м. Герметично. Разбур ц/м 750-854м, промывка скв. герметично. ГИС, АКЦ. Перфорация скв. в инт.788-790м. Промывка скв. на гл.854м. Спуск ПО.	1,2	37,2	9959268,75	август 2015г	
11	66н	КР7-1 Глино-кислотная обработка. 04.08.15г.- 07.08.15г. Подъем ПО. СПО с перо шаблоном 0-900- 0м. Промывка скв. до чистой воды. Установка пакера ф142мм на гл.600м. ОПП. ГКО. Промывка скв. до гл.900м. ОПП. Спуск ПО. Пуск скв.			5059181,25	август 2015г	
12	89	КР1-1 Отключение обводненных интервалов.	0,1	4,5	9959268,75	сентябрь 2015г	

		01.09.15г.-20.09.15г. Подъем ПО. Спуск НКТ 73мм с пером до гл.809м и промывка. Спуск НКТ с пакером ф142мм до гл.790м. Пакер на гл.780м. ОПП. ЦПД. Срезка с гл.880м. ОЗЦ. Герметично. КЦМ 785м. Разбур ц/м в инт.785-809м. Промывка скв. Каротажные работы. Перфорация в инт.791-792м по 12 отв. Спуск скв НКТ с пером до забоя 809м и промывка скв. Спуск НКТ-73мм.					
13	21	КР1-1 Отключение обводненных интервалов 22.09.15г.-03.10.15г. Подъем ПО. Промывка скв на гл.845м. ГИС, внк+тех состояние скв. Уст-ка L363м. ОПП. ЦПД. Срезка на гл.806м. ОЗЦ. КЦМ-805м. Герметично. Разбур ц/м в инт.805-840м. Герметично. ГИС, АКЦ. Перфорация скв в инт.823-825м. Промывка скв. на гл.840м. Спуск ПО 0-800м.	0,3	20,5	9959268,75	сентябрь 2015г	
14	76	КР 4-1 Переход на вышележащий горизонт. 07.08.15г.-02.10.15г. Подъем ПО. Разбур ВП 887-895м. Уст-ка L-806м. ЦПД. ОЗЦ. Срезка 810м. ОЗЦ. КЦМ 812м. Герметично. Разбур.ВП 895-1130м. Промывка скв. ГИС, ВНК. Уст-ка ф142мм-1000м/L-1170м. ОПП. ЦПД. Срезка на гл.1164. ОЗЦ. Уст-ка пакера 757м/827м. ЦПД. Срезка 802м. ОЗЦ. КЦМ-807м. Герметично. Разбур ц/м в инт.807-838м,1160-1240м и промывка скв.до гл 1300м. ГИС, АКЦ. Перфорация скв в инт.1284-1285м и промывка скв. Спуск ПО.		0	8272875	октябрь 2015г	
15	49	КР1-1 Отключение обводненных интервалов 05.10.15г.-.10.15г. Подъем ПО. Доход-834м, записи:ЛМ, ТМ, ГК, ЭМДС, АКЦ, ИННК. Спуск НКТ Ф73мм с пером ф142мм 0-820м. Пакеровка на гл.790м. Герметично. ЦПД. КЦМ-796м, герметично. Спуск НКТ ф73мм с Д 105 дол.ф146мм 0-796м. Разбур ц/м в инт.796-834м, герметично. Каротажные работы доход-835м. Запись АКЦ. Перфорация в инт.828-830м. Промывка скв. Спуск ПО НКТ ф73мм с НГН-57.	0	0	9959268,75	октябрь 2015г	

16	117	КР4-1 Переход на нижележащий горизонт 06.10.15г.-29.10.15г. Подъем НКТ. Спуск НКТ -73мм с пером до гл.1270м и промывка скв. Спуск НКТ -73мм с пакером ф142мм до гл.1230м. Пакер на гл.1160м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ на гл 1190м. Герметично. Разбур. ц/м в инт.1190-1270м и дальше разбур ВП в инт 1270-1360м. Промывка скв. Спуск НКТ с пакером ф142мм до гл.1299м. Пакер на гл.1269. ЦПД на ранее перфорация 1298,5-1299,5м, 1283,5-1284,5м. Спуск НКТ с Д-105 дол.ф146мм до гл.1270м. КЦМ-1270м. Разбур ц/м в инт.1270-1360м. Промывка скв. Каротажные работы АКЦ и перфорация в инт.1283-1285м. Спуск НКТ с пером до забоя 1360м и промывка скв. Спуск НКТ -73мм до гл.1267м.			8272875	октябрь 2015г	
17	64	КР9-1 Перевод по другому назначению, КР 4-1, КР 1-4 01.11.15г.-21.11.15г. Подъем ПО. Спуск НКТ -73мм до гл.1350м и промывка, подъем до 0м. После спуск НКТ -73мм с пакером ф142мм до гл.1273м, пакеровка на гл.1253м. ОПП и ЦПД. ОЗЦ. Подъем НКТ. Спуск НКТ с пером и прошупка КЦМ. КЦМ на гл.1271м. Уст-ка подвески и заливка цем.раствора, срезка с гл.870м. ОЗЦ. КЦМ на гл.870м. Каротажные работы, АКЦ и перфорация в инт.848-849м по 12 отв. Промывка скв. Спуск ПО НКТ -73мм с насосом НГН-57.			18136687,5	ноябрь 2015г	
18	101р	КР1-1 Отключение обводненных интервалов, КР 2-1 02.11.15г.-19.11.15г. Подъем ПО. Спуск НКТ с пакером ф142мм до гл.1325м, пакер на гл.1305м. ОПП и ЦПД, срезка с гл 1305м, ОЗЦ. Уст-ка пакера гл.1268м подвеска НКТ на гл.1288м. ЦПД срезка с гл.1288м. ОЗЦ. Подъем НКТ с воронкой и спуск Д105 с дол.ф146мм разбур ц/м в инт.1275-1340м, промывка скв. Герметично. Каротажные работы АКЦ и перфорация в инт.1282-1285м, 1323-1325м по 14отв., промывка скв. Спуск ПО НКТ-73мм с насосом НГН-57.			18104868,75	ноябрь 2015г	
				4817,6	187698806,25		
Месторождение Ботакан							
1	34	КР1-1 Отключение обводненных интервалов, КР2-1	7,4	1966,7	19504893,75	май 2015г	

		Устранение негерметичности экс. колонны, КР1-4 Наращивание цем.кольца за экс. колонной. 16.03.15г.- 05.05.15г. Подъем ПО. Промывка скв. ГИС, АКЦ. Уст- ка L-940м. Цементаж. ОЗЦ. КЦМ-954м, герметично. ЦПД. Изоляция инт. нарушения. Срезка 891м. ОЗЦ. КЦМ-886м. Компрессирование. Герметично. Разбур.ц/м в инт.886-978м дол.ф118мм. Инт.978-1182м промывка. Уст-ка L-1190м. ЦПД. Срезка. ОЗЦ. КЦМ- 1196м, герметично. Разбур ц/м в инт.1203-1024м. ЦПД. Срезка 1190м. ОЗЦ. КЦМ-1192м. Перфорация скв в инт.1185-1186м. Уст-ка L-1172м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ- 1172м. Разбур ц/м в инт.1172-1213м, промывка скв. ГИС, АКЦ. Компрессирование, снижение уровня жидкости в скв, герметично. Перфорация скв в инт.1191-1193м,1200-1202м. Промывка скв.до гл.1213м.Спуск ПО.					
2	51н	КР1-1 Отключение обводненных интервалов, КР 2-1 10.05.15г.-01.06.15г. Подъем НКТ. Спуск НКТ -73мм с пакером ф118мм до гл.1200м, пакер на гл.1170м. ЦПД, срезка на гл.1180м. ОЗЦ. Подъем НКТ до гл.1182м. КЦМ-1182м. Подъем и уст-ка пакера на гл.680м. ОПП. ЦПД с гл 700 м. ОЗЦ. Герметично. Разбур ц/м. ОЗЦ. Герметично. Разбур ц/м в инт. 1170-1230м. Промывка скв. Герметично. Каротажные работы. АКЦ, перфорация в инт.1187-1190м, 1202-1204м по 12отв. Промывка скв. Спуск ПО. НКТ с НГН -57 до гл. 1000м, насос на гл.990м.	3,4	616,7	14891175	май 2015г	
3	50	КР7-1 Глино-кислотная обработка.13.06.15г.-18.06.15г. Подъем ПО. Промывка скв на гл.1240м. ОПП. Уст-ка кислотной ванны на гл.1220м, промывка скв. Уст-ка ф118мм на гл.1040/L1190м. ГКО, промывка скв. на гл.1240м. Уст-ка пакера на гл.1190м. ОПП. Промывка скважины на гл 1240м. Уст-ка L-1190м. Пуск скважины.			6268293,75	июнь 2015г	

4	38	КР 4-1 Переход на вышележащий горизонт, КР2-1 Устранение негерметичности экс.колонны. 14.02.15г.-21.05.15г. Подъем ПО. Цементаж. Срезка на гл.1230м. ОЗЦ. КЦМ на гл.1236м. ЦПД (изоляция инт.нарушения на гл.925м). Срезка на гл.915м. ОЗЦ. КЦМ на гл.898м. Разбур ц/м в инт.898-947м, промывка скв. Каротажные работы. ПВР в инт.1200-1202м. Промывка скв на гл.1236м. Спуск ПО. Подъем ПО. ГИС. Уст-ка L901 м. ЦПД. Срезка на гл.901м. ОЗЦ. КЦМ-901м. Разбур ц/м дол.ф112мм в инт.901-939м, допуск, разбур.в инт.1187-1203м. Промывка скв. Разбур ц/м дол ф76мм в инт.1203-1206м. Доспуск 1206-1235м. Промывка скв. ГИС, АКЦ. Перфорация скв. в инт.1210-1213м. Промывка скв на гл.1235м. Спуск ПО.	4,3	1111,7	14095706,25	июнь 2015г	
5	41	КР1-1 Отключение обводненных интервалов 03.06.15г.-14.07.15г. Подъем ПО. Промывка скв на гл.1293м. Уст-ка L1290м. Цементаж. Срезка 1250м. ОЗЦ. Уст-ка пакера ф118мм на гл.1162м/L -1182м. ОПП. ЦПД. Срезка 1182м. ОЗЦ. КЦМ-1183м. Уст-ка пакера 1036м. Герметично. ОПП. ЦПД. Срезка 1036м. ОЗЦ. КЦМ-1070м. Уст-ка L-1060м. ЦПД. Срезка 830м. ОЗЦ. КЦМ-856м. Герметично. Уст-ка пакера 1030м/L-1060м. ЦПД. Срезка 1040м. ОЗЦ. Уст-ка пакера 1000м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-1063м. Закачка ВВП. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-1060м. Уст-ка пакера 900м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-923м. Герметично. Разбур ц/м в инт.923-970м, 1047-1085м. Промывка скв на гл. 1160м. Герметично. Разбур ц/м 1170-1250м. Герметично. Каротажные работы, АКЦ. Перфорация скв в инт.1221-1223м. Промывка скв.на гл.1250м. Спуск ПО. Подъем ПО. Уст-ка пакера ф116мм на гл.1030м/L060м. Герметично. Уст-ка пакера ф116мм на гл.1110м/L1120м. ОПП. ЦПД. Срезка 1090м. ОЗЦ. КЦМ-1115м. Уст-ка пакера ф116мм на гл.1030м. ЦПД. Срезка1040м. ОЗЦ. КЦМ-1064м. Герметично. Уст-ка пакера на гл.1020м/L-1040м. Герметично. Уст-ка пакера на гл.1040м/L-1060м. ЦПД. Срезка 990м. ОЗЦ. КЦМ-1032м. Уст-ка пакера на гл.971м/L-993м. ОПП. ЦПД. Срезка 983м ОЗЦ. КЦМ-	6,1	629,4	11709300	сентябрь 2015г	

		998м. Герметично. Разбур ц/м в инт.998-1072м. Промывка скв.на гл.1115м. Герметично. Разбур с проработкой ц/м в инт.1096-1148м. Промывка скв на гл.1260м. Спуск ПО.					
6	65	КР1-1 Отключение обводненных интервалов 15.07.15г.-12.08.15г. Подъем ПО. Уст-ка пакера ф118м на гл.1117м/L-1193м. ОПП. ЦПД. Срезка 1180м. ОЗЦ. КЦМ-1178м. Уст-ка пакера ф118мм на гл.1125/L-1145м. ОПП. ЦПД срезка 1125м. ОЗЦ. ЦПД. КЦМ-1135м. Уст-ка пакера 1113м/L1133м. Герметично. Уст-ка пакера на гл.1067м/L-1087м. ОПП. ЦПД, срезка 1077м. ОЗЦ. КЦМ-1065м. Уст-ка пакера 950м/L-970м. ОПП. ЦПД. Срезка 950м. ОЗЦ. КЦМ-943м. Уст-ка пакера 903м/L923м. ОПП. ЦПД, срезка 900м. ОЗЦ. КЦМ-930м. Герметично. Уст-ка пакера 906м/L926м. ОПП. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ -920м. Герметично. Уст-ка пакера 1000м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-1063м. Уст-ка пакера 980м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ -1060м. Уст-ка пакера 900м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-923м. Герметично. Разбур.ц/м в инт 920-978м, 1055-1230м. Промывка скв. на гл.1230м, герметично. Каротажные работы, АКЦ. Перфорация скв.в инт.1207-1209м. Промывка скв.на гл.1228м. Спуск ПО.	1,7	176,8	11709300	сентябрь 2015г	
7	107	КР7-1 Глино-кислотная обработка 22.09.15г.-27.09.15г. Подъем ПО. СПО перо-шаблоном ф118мм 0-1236-0м. Промывка скв. Работа со скребком инт.1160-1200м. Уст-ка L-1224м. ОПП. Уст-ка кислотной ванны в инт.1224-1201м. Уст-ка пакера ф118мм на гл.1174м/L-1194м. ГКО и промывка скв.на гл. 1236м. Спуск ПО.			6268293,75	сентябрь 2015г	

8	75	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. КР 2-1 Устранение негерметичности экс.колонны. КР 3-1. 08.08.15г.-15.10.15г. Подъем ПО. Уст-ка пакер ф142мм на гл.1170м/L-1190м. ОПП. ЦПД. Срезка на гл.1180м. ОЗЦ. КЦМ-1184 м. Уст-ка пакера ф142мм на гл. 910м. ЦПД. Срезка 934м ОЗЦ. КЦМ-936м. Уст-ка пакер 883м герметично. Срезка 883м. ОЗЦ. КЦМ-910м, герметично. Разбур.цем.моста в инт.910-936м. ЦПД. Срезка 901м. ОЗЦ. КЦМ-910м. Разбур. цем. моста 910-1005м, 1145,53-1160м. Промывка скв. на гл1180м. Работа со скребком в инт.981-901м. ЦПД. Срезка 930м. ОЗЦ. КЦМ 923м э/к. Герметично. Пакер на гл.920м. ЦПД. Срезка 935м, ОЗЦ. Пакер1195м/L-1215м ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-1171м. ЦПД. Срезка 910м, ОЗЦ. КЦМ-901,80 м. Разбур ц/м 901,80-984м, промывка на гл.1171м. ЦПД. Срезка 830м. ОЗЦ. КЦМ 909м. Разбур 909-950м, 990-1230м, промывка скв. Герметично. ГИС, АКЦ. Перфорация скв. в инт.1202-1206м. Спуск ПО.	0	0	20364000	октябрь 2015г	
9	131	КР1-1 Отключение обводненных интервалов 27.09.15г.-19.10.15г. Подъем ПО. Спуск НКТ ф73мм с пером 0-1227м и промывка до гл.1230м. ГИС, доход-1230м. Спуск НКТ ф73мм с пакером ф142мм 0-1190м. Пакеровка на гл.-1180м. ВУС. КМЦ. ЦПД. Спуск НКТ ф73мм с пакером ф 142мм 0-1153м. Пакеровка на гл.-1133м, герметично. Каротажные работы, доход -1232м. Перфорация в инт.1204-1207м. СПО. Промывка скв. Спуск ПО.	8,4	633	11709300	октябрь 2015г	
10	144	КР1-1 Отключение обводненных интервалов 17.10.15г.-08.11.15г. Подъем НКТ. Каротажные работы. Спуск НКТ -73мм с пакером ф142мм до гл.1195м. Пакер на гл.1175м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ на гл.1172м. Герметично. Спуск НКТ-73мм с пакером ф142мм до гл.1187м. ЦПД, после ОЗЦ спуск НКТ-73мм с Д-105 дол.ф146мм и разбур ц/м в инт.1160-1225м. Герметично. Каротажные работы, запись АКЦ и перфорация в инт.1190-1191,5м по 12отв. Спуск ПО.	0,7	21,7	11709300	октябрь 2015г	

11	52	КР3-1 Устранение аварии допущенной в процессе эксплуатации, КР1-1 Отключение обводненных интервалов 15.11.15г.-19.12.15г. Спуск НКТ -73мм с Д-105 дол ф118мм до гл.1216м и разбур.ц/м в инт.1216-1230м, промывка и подъем. ГИС. Спуск НКТ -73мм с пакером ф116м до гл.1200м, пакер на гл.1160м. ОПП. ЦПД. ОЗЦ. Подъем. Спуск НКТ-73мм с Д-105 дол ф118мм до гл.1180м (КЦМ). Разбур ц/м в инт.1180-1220м. Промывка скв. и подъем. Спуск НКТ с пакером ф116мм до гл.1190м пакер на гл.1160м, герметично. Каротажные работы, запись АКЦ и перфорация в инт.1207-1209м по 12отв. Промывка скв. Спуск ПО.	0,9	9,9	27077756,25	декабрь 2015г	
				5165,9	155307318,75		
Месторождение Карсак							
1	76	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. 18.05.15г.-03.06.15г. Подъем ПО. Промывка скв на гл.402м. Уст-ка пакера на гл.344м. Закачка ВНП. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-375м. Уст-ка пакера ф-142мм на гл.290м-310м. Закачка глинист. раствора. ЦПД. Срезка -310м. ОЗЦ. Герметично. Разбур цем. моста в инт 310-406м, герметично. Каротажные работы, перфорация скв. в инт.382-385м. Промывка скважины на гл.406м. Спуск ПО.	0,5	117,1	7859231,25	май 2015г	
2	164	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. 22.05.15г.-03.03.15г. Подъем ПО. Промывка скв на гл.416м. СПО с шаблоном. Ф136мм 0-416-0 с промыв. скв. ГИС, ВНК. Уст-ка пакера ф142мм на гл 350м/L-370м. Закачка ВНП. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-380м. Уст-ка пакера ф142мм на гл.280м/L-300м. Закачка ВНП. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ 321м. Уст-ка L-300м. ЦПД. Срезка на гл.300м. ОЗЦ. КЦМ-300м. Герметично. Разбур ц/м в инт.300-410м, герметично. ГИС, АКЦ. Перфорация скв в инт.385-388м. Промывка скв.на гл 410м. Спуск ПО.	0,1	20,0	7859231,25	май 2015г	

3	41	КР4-1 Переход на нижележащий горизонт, КР2-1 Устранение негерметичности экс.колонны. 04.06.15г.-22.07.15г. Спуск Д-105 с дол.ф118м на НКТ -73мм до гл.304м. Разбур ц/м в инт. до гл.304м. Разбур ц/м в инт.304-515м. Промывка скв. Спуск Д105 с дол. Ф118мм 515-680м, промывка, подъем до 0м. Доспуск НКТ до гл.661м. Пакеровка 652м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ на гл 653м. Пакеровка на гл.581м и ЦПД, срезка с гл.582м. ОЗЦ. КЦМ на гл 550м. Пакеровка пакера на гл.400м. ЦПД. ОЗЦ. Подъем НКТ. Спуск НКТ с пером до гл 250м. Закачка ВНП с добавлением КВИКСИЛ. ЦПД. ОЗЦ, прощупка КЦМ. КЦМ на гл.210м. Опред. герметичности скв. компрессором со снижением уровня жидкости, герметично. Разбуривание цементных мостов произведено в инт.220-680м. АКЦ, перфорация в инт.663-665м по 12отв. Спуск ПО.	0,6	28,2	10563825	июль 2015г	
4	258	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. 25.07.15г.-11.08.15г. Подъем ПО. Промывка скв на гл.402м. Уст-ка пакера на гл.306м/L-316м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-306м. Герметично. Разбур ц/м в инт.306-415м. Герметично. ГИС, АКЦ. Перфорация скв. в инт.390-392м. Промывка скв в инт .415-465м. Цементаж. Нарашивание цем.моста в инт.465-425м. КЦМ на гл.426м. Промывка скв. Спуск ПО.	1,4	160,7	7859231,25	август 2015г	
5	346	КР4-1 Переход на нижележащий горизонт. 13.08.15г.-07.09.15г. Подъем ПО. Уст-ка пакера ф142мм на гл.413м/L-433м. ОПП. ЦПД. Срезка 413м. ОЗЦ. Уст-ка пакера ф142мм на гл.320м/L-340м. ЦПД. Срезка 320м. ОЗЦ. КЦМ-332м. Уст-ка пакера на гл190/L-210м. ЦПД. Срезка 210м. ОЗЦ. КЦМ-240м. Уст-ка L-238м. ЦПД. Срезка 150м. ОЗЦ. КЦМ 180м. Герметично. Разбур ц/м в инт.174-258м,320-368м, промывка скв на гл.412м герметично. Каротажные работы, АКЦ и перфорация скв.в инт.348-349м. Промывка скв на гл.412м. Спуск ПО.	0,6	55,2	7859231,25	сентябрь 2015г	

6	345/242Байч.	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. 22.09.15г.-06.10.15г. Подъем ПО. Разбур в инт.358-367,57м. Промывка скв. Уст-ка L-362м. ОПП. ЦПД. Срезка на гл.320м. ОЗЦ. КЦМ -189м. Уст-ка пакера ф142мм на гл.114м/L124м. Герметично. Разбур ц/м в инт.189-315м. Уст-ка пакера ф142мм на гл.134м. Герметично. Каротажные работы, перфорация скв в инт.305-307м. Промывка скв.на гл.315м. Работа со скребком в инт.300-180м, промывка скв. Спуск ПО.	0,1	5,4	7859231,25	сентябрь 2015г	
7	24	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. 12.09.15г.-03.10.15г. Подъем ПО. Промывка скв. на гл.426м. Уст-ка пакера ф142мм на гл.350м/L380м. Уст-ка пакера ф142мм на гл.375м/L-405м. ЦПД, ОЗЦ. КЦМ-383м. Уст-ка пакера ф142мм на гл.200м/L-230м. ОПП. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-217м. ЦПД по колонне. ОЗЦ. КЦМ на гл.12м по колонне. ОЗЦ. КЦМ на гл.12м, герметично. КЦМ на гл.3,5м. Разбур ц/м в инт.3,5-17м, 200-245м, 366-433м, промывка скв. Уст-ка пакера ф142мм на гл.100м. герметично. ГИС. АКЦ. Перф-я скв-ны в инт.390-392,5м. Промывка скв. Спуск ПО.		23,8	7859231,25	сентябрь 2015г	
8	248/370 Байч.	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. КР 1-4 Нарачивание цем. кольца за экс.колонной. 06.10.15г.-21.10.15г. Подъем ПО. Спуск НКТ-73мм с Д-105 дол.ф146мм до гл. 227м и промывка скв. Спуск НКТ-73мм с пакером ф142 мм до гл.200м. ОПП и ЦПД. ОЗЦ. Подъем пакера до 0м. КЦМ на гл.205м. Каротажные работы перфорация в инт.97-98м. Спуск НКТ и ОПП до ЦПД. ОЗЦ. Разбур ц/м в инт.78-200м. Промывка и подъем 0м. Запись АКЦ до перфорации ГК привязки и ТМ, ЛМ, ЭМДС. Перфорация в инт.103-105м. Промывка скв. спуск ПО, НКТ -73мм с насосом НГН-57 до гл.94м.			12918412,5	октябрь 2015г	
9	350н	КР7-1 Глино-кислотная обработка. 23.10.15г.-25.10.15г. Спуск НКТ с пакером до гл 488м, пакер на гл 468м. Закачка кислотного раствора. Распакеровка и подъем НКТ с пакером до 300м. Промывка скв. Уст-ка пакера на гл.468м. Подъем пакера до 0м. Спуск ПО НКТ-73мм с пакером ф142мм до гл.478м, пакер на			3913706,25	октябрь 2015г	

		гл.468м.					
10	105н	КР7-1 Глино-кислотная обработка. 27.10.15г.-31.10.15г. Промывка. Спуск НКТ с пакером ф118мм до гл.380м, пакер на гл 360м. ГКО. Скважина оставлено на реагирование, промывка скв. Пакеровка на гл.360м и подъем до 0. Спуск ПО НКТ-73мм с воронкой до гл.350м. Пуск скв.			3913706,25	октябрь 2015г	
11	45/224а Байч.	КР3-1 Устранение аварий допущенных в процессе эксплуатации, КР9-1 Перевод скважины по другому назначению, КР2-1 Устранение негерметичности экс колонны. 20.11.15г.-13.12.15г. Проведение ГИС. Спуск НКТ -73 мм с пакером ф142мм до гл.342м, пакер на гл.312м. ОПП и ЦПД. ОЗЦ. Подъем до 0м. Спуск НКТ с пером для прощупки КЦМ. КЦМ встречено на гл.347м. Подъем до 0м. Герметично. Спуск НКТ-73мм с Д-105 дол.ф146мм до гл.347м и разбур ц/м в инт.347-359м. Промывка скв. Каротажные работы АКЦ и перфорация инт.355-357м по 12отв. Промывка скв. Спуск ПО.			9386531,25	ноябрь 2015г	
12	51	КР1-1 Отключение обводненных интервалов, КР2-1 04.10.15г.-14.11.15г. Подъем НКТ. Спуск НКТ -73мм с пакером ф142мм до гл.386м, пакеровка пакера на гл.366м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-на гл.399м. Спуск Д105 с дол ф112мм и разбур ц/м в инт.394,70-407м. Промывка скв. Каротажные работы АКЦ и перфорация в инт 393-396м по 10 отв. и промывка скв. Спуск ПО.			13268418,75	ноябрь 2015г	
13	98	КР4-1 Переход на нижележащий горизонт, КР2-1. 24.10.15г.-20.11.15г. Подъем ПО. Спуск НКТ с пером до гл.312м. Промывка скв и подъем. Установка подвески и ЦПД, ОЗЦ. Разбур ц/м в инт.205-320м. Каротажные работы. Спуск НКТ со скребком ф114мм и скребование в инт.210-340м. ОПП. ЦПД. ОЗЦ. Спуск Д-105 с дол ф118мм и разбур ц/м в инт.210-360м и			10913831,25	ноябрь 2015г	

		промывка. Каротажные работы, запись АКЦ и перфорация в инт.341-342,5м по 12 отв. Спуск ПО.					
14	8н	КР2-1 Устранение негерметичности экс колонны. 14.11.15г.-21.12.15г. Подъем ПО. Цементаж. Срезка 120м. ОЗЦ. КЦМ-138м. Уст-ка L-90м. ОПП. ВВП. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-91м, герметично. Разбур ц/м в инт.97-116м. ЦПД по колонне. ОЗЦ, КЦМ-95м. Разбур ц/м в инт.95-118,50м. Уст-ка L70м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-97м. Разбур ц/м в инт 97-118м. Промывка скв. на гл 138м. Герметично. Разбур ц/м в инт. 138-181м. Промывка скважины на гл.650м. Спуск ПО.			7636500	декабрь 2015г	
15	65/79	КР2-1 Устранение негерметичности экс колонны, КР1-1 19.11.15г.-08.12.15г. Подъем ПО. Спуск НКТ -73мм с пером ф122мм до гл.374м, пакер на гл.364м. ОПП. ЦПД, срезка с гл. 364м. ОЗЦ. Спуск НКТ с пером для прощупки КЦМ. КЦМ на гл.370м. Подъем. Спуск НКТ с пером ф122мм до гл.315м, пакер на гл.305м. ОПП. ЦПД. Срезка с гл.305м. ОЗЦ. Подъем пакера, спуск НКТ с пером до гл.295м. Опрессовка, герметично. Разбур цем.моста в инт.295-370м. Опред. герметичности, скв. герметично. Разбур 370-414м, промывка. Компрессирование, скв. герметично. Каротажные работы АКЦ и перфорация в инт.383-385м по 12отв. Промывка скв. Спуск ПО.			12122943,75	декабрь 2015г	
16	43/149 Байч.	КР9-1 Перевод скважины по другому назначению. КР2-1 Устранение негерметичности экс колонны. 14.12.15г.-31.12.15г. Подъем ПО. Промывка скв на гл.172м. Уст-ка пакера ф116мм на гл 100/L-110м. ОПП, ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-40м. ОПП. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-1м от устья скв. Разбур ц/м в инт.1-151м. Промывка скв. до гл.174м. Уст-ка пакера ф118мм на гл.103м Э/К в инт.103-172м, герметично. Каротажные работы АКЦ перфорация скв. в инт.145,5-148м. Промывка скв. на гл.172м. Спуск ПО.			12122943,75	декабрь 2015г	

17	217	КР4-1 Переход на нижележащий горизонт, КР1-4 22.11.15г.-12.15г. Подъем ПО. Промывка скв. на гл.320м. Уст-ка пакера ф142мм на гл.206м/L-216м. Герметично. ОПП .ЦПД. Срезка 216м. ОЗЦ. КЦМ-212м. Разбур ц/м в инт.212-332м. Разбур ВП в инт.332-332,36м. ОПП. ЦПД. Срезка 200м. ОЗЦ. КЦМ-198м, герметично. Разбур ц/м в инт.198-266м, герметично. Разбур ВП в инт.332,36-332,56м. Уст-ка L-240м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-197м, герметично. Разбур ц/м в инт 197-280м, промывка скв. Каротажные работы перфорация скв.в инт.288-289м, 279-289м. Пуск скв.			9959268,75	декабрь 2015г	
				410,4	153875475		
Месторождение Северный Жолдыбай							
1	10	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. 23.02.15г.-25.03.15г. Подъем ПО. Разбур ц/м в инт.641-660м. ГИС, ВНК. Уст-ка ф118мм на гл. 600м/ L610м. ОПП, ЦПД. Срезка 540м. ОЗЦ. КЦМ 600м. Герметично. Разбур ц/м в инт.600-652м. ОПП. ЦПД. Срезка 624м. ОЗЦ. КЦМ-624м. Уст-ка пакера ф118мм на гл.615м. ОПП. ЦПД. Срезка 615м. ОЗЦ. КЦМ 614м. Герметично. Разбур ц/м 615-640м. ОПП. ВВП. ЦПД. Срезка 615м. ОЗЦ. КЦМ 622м. Уст-ка пакера ф118мм в инт.0-592м. Герметично в инт.592-622м. ЦПД. Срезка 582м. ОЗЦ. КЦМ 590м. Герметично. Разбур цем.моста 590-640м (дол.ф120,6мм). Герметично. Перфорация скв в инт.630-632м. Спуск ПО.	2,4	867,2	8559243,75	апрель 2015г	
2	43	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. КР1-4 Нарращивание цем. кольца за экс.колонной. 03.04.15г.-19.05.15г. Подъем ПО. Уст-ка L-625м. ВВП. ЦПД. Срезка 625м. ОЗЦ. Герметично. Разбур.цем.моста 390-423м, доспуск 610м. Промывка скв. Герметично. Разбур цем.моста 610-655м, герметично. ГИС. АКЦ. ПВР в инт.655-656м. Уст-ка L-644м ОПП. ЦПД. Срезка 644м. ОЗЦ. ПВР в инт.634-635м. Уст-ка L-640м. ЦПД. Срезка 624м. ОЗЦ. КЦМ 616м. Герметично. Перфорация скв. в инт.638-640м, 650-651м. Промывка скв. ЦПД на интервал перфорации 638-640м, 650-652м. Забой на гл.635м. Герметично. Перфорация в инт.623-	1,1	216,5	11741118,75	июнь 2015г	

		627м по 12отв. Промывка скв и спуск ПО.					
				1083,7	20300362,5		
Месторождение Алтыкуль							
1	41н	КР7-1. Глино-кислотная обработка. 04.03.15г-09.03.15г. Подъем ПО. Спуск НКТ ф73мм с пакером ф118мм до гл.721м. Пакер на гл.700м. ОПП. Распакеровка и уст-ка кислотной ванны. Подъем на б/з 721-500м, допуск НКТ 500-721м и промывка скв. Доспуск НКТ до гл. 721м и промывка скв. Инт перфорации 692-697м. Закачка кислотного раствора в Вк.р.-2м³, Vпр.ж-2м³. Рн-120атм, Рк-75атм. Распакеровка и подъем 700-500м. Доспуск НКТ 500-721м и промывка. Подъем НКТ 721-700м. Пакеровка. Спуск ПО, НКТ-73мм с пером до гл.685м.			5059181,25	апрель 2015г	
2	75н	КР7-1. Глино-кислотная обработка. КР4-2. Приобщение пластов. 14.03.15г.-25.03.15г. СПО, НКТ ф73мм с перо-шаблон ф118мм 0-715-0м. Промывка скважин. Перфорация скв. в инт.640-634м. Работа со скребком ф114мм в инт.600-700м. Промывка скв. Уст-ка пакера ф118мм на гл. 653м/L-702м. ОПП. Уст-ка кисл. ванны V-1,5м³. Vпр-2,1м³. Промывка скв. Уст-ка пакера ф118мм на 653м/ L-702м. ГКО. Vгл.кисл.-4,0м³ Vпр-2,1м³. Рн-60атм, Рк-40атм. Подъем INSTR-та 702-0м. Спуск ПО.			5059181,25	апрель 2015г	
3	121н	КР7-1. Глино-кислотная обработка. 20.03.15г.-25.03.15г. СПО, НКТ ф73мм с перо-шаблон ф112мм 0-740-0м. Промывка скважины. Перфорация скв. в инт.390-396м. Работа со скребком ф142мм в инт 370-350м. Промывка скв. Уст-ка пакера ф142мм на гл.370м/L-400м. ОПП. Уст-ка кисл. ванны V-0,4м³. Vпр-1,2м³. Допуск INSTR-та 300-400м. Промывка скв. Уст-ка пакера ф142мм на 360м/L390м. ГКО, V-3м³ Рн-50атм, Рк-40атм. Распакеровка, допуск INSTR-та 390-420м. Промывка скв. Уст-ка пакера ф142мм на гл.310м/L-340м. ГКО, V-1м³. Vпр-1,2м. Распакеровка, допуск INSTR-та 340 -746м. Промывка скв. Уст-ка			3913706,25	апрель 2015г	

		пакера ф142 на гл.360м/L-390м. ОПП. Закачка тех. воды. Распакеровка, подъем инстр-та 390-0м. Спуск ПО.					
4	122	КР1-1 Отключение обводненных интервалов, КР1-4 08.07.15г.-26.07.15г. Спуск НКТ-73мм с перошаблоном ф140мм до гл.778м, промывка и подъем. Спуск скребок ф142мм и скребования в инт 600-773м. Подъем, спуск НКТ-73мм с пером до гл.735м. ЦПД, ОЗЦ, КЦМ на гл 691м. Герметично. Разбур ц/м в инт.691-778м. ГИС, АКЦ, перфорация в инт.752-753м. Спуск пакера на гл.706м, хвостовик на гл 716м. ОПП и ЦПД, КЦМ на гл.730м. Герметично. Спуск Д105 с дол.ф146мм до гл.730м и разбур ц/м в инт.730-778м. Промывка скв. Герметично. ГИС, запись АКЦ, доход-785м по привязке. ГИС перфорация в инт.773-774,5м по 12отв. Спуск перо на НКТ до забоя 785м и промывка. Спуск ПО.		6,4	16195743,75	июль 2015г	
5	123	КР4-1 Переход на нижележащий горизонт. 30.04.15г.-07.07.15г. Подъем ПО. Разбур дол. ф118мм до гл.782,70м. Уст-ка пакера ф112мм L-740м/L-766м. ЦПД. Срезка на гл.756м. ОЗЦ. Уст-ка L-710м. ЦПД. ОЗЦ. Уст-ка L680м. ЦПД. Срезка 670м. ОЗЦ. Уст-ка L-661м. ЦПД. Срезка 620м. ОЗЦ. КЦМ-594м. Герметично. Уст-ка пакера ф118мм L-484м./L-593м. ЦПД. Срезка 593м. ОЗЦ. КЦМ-581м. Герметично. Уст-ка L-593м. ЦПД. Срезка 583м. ОЗЦ. КЦМ-582м. Разбур инт.582-639м. Герметично. Разбур инт.639-645м, герметично. Уст-ка пакера ф114м L633м/L-643м. ОПП. ЦПД. Срезка 643м. ОЗЦ. КЦМ-631м. Разбур дол.ф118мм инт.631-655м. Цементаж межколонного пространства. ОЗЦ. Скребовочные работы в инт.584-550м, 390-370м, 350-320м. Разбур инт.655-747м. ГИС.Уст-ка пакера ф114мм L705м/L715м. ОПП. ЦПД. Срезка 715м. ОЗЦ. КЦМ-715м. Уст-ка L-695м. ЦПД. Срезка 685м. ОЗЦ. КЦМ 685м. Уст-ка L-665м. ЦПД. Срезка 665м. ОЗЦ. КЦМ-670м. Уст-ка пакера ф114м L617м/L627м. ЦПД. Срезка 627м. ОЗЦ. КЦМ-602м. Уст-ка пакера ф114мм L-590,390,250м. Герметично.	1,8	210,6	9959268,75	август 2015г	

		Разбур дол.Ф118мм инт.600-747м. Промывка скв. ГИС. АКЦ. Перфорация скв в инт.723-727м. Спуск ПО.					
6	51	КР1-1 Отключение обводненных интервалов. КР1-4 Наращивание цем.кольца за экс.колонной. 14.02.15г.-30.04.15г. Подъем ПО. Промывка скв. до гл.568м. ПВР в инт.562-561м, 528-527м. Уст-ка L-560м. ЦПД. Срезка 556м. ОЗЦ. КЦМ-556м. Уст-ка пакера ф118мм на гл.530м/L-540м. ЦПД. Срезка 540м. ОЗЦ. КЦМ-535м. Пакер ф118мм на гл.501м/L-511м. ЦПД. Срезка 511м. ОЗЦ. Уст-ка пакера ф118мм на гл.248м/L-258м. ВУС. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-67м. Герметично. Разбур ц/м в инт.60-105м, промывка скв. до гл.150м. Уст-ка L70м. ВУС, ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-74м. Герметично. Уст-ка L-60м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-70м. Герметично. Уст-ка L-100м. ВВП. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-74м. Уст-ка пакера ф118мм на гл.240-/L-250м. ВВП. ЦПД. Срезка 240м. ОЗЦ. КЦМ-276м. Разбур цем.моста 276-292м, промывка скв.до гл.484м. Уст-ка L-240м. ЦПД. ОЗЦ. КЦМ-232м. ЦПД по колонне, ОЗЦ. КЦМ-40м. Разбур цем. моста в инт.40-108м, допуск, разбур инт.232-320м, 460-568м. Промывка скв. Уст-ка пакера ф118мм на гл.500м. Герметично. ПВР в инт.548-551м. СПО НКТ ф-73мм с пером 0-568-0м. Промывка скв. Спуск ПО.	1,6	170,2	13332056,25	сентябрь 2015г	
				387,2	53519137,5		
Месторождение Кошкар							

1	105	КР1-1 Отключение обводненных интервалов, КР2-1 07.06.15г.-13.07.15г. Подъем ПО. СПО перо-шаблоном ф135мм 0-720-0м. Промывка скв. ГИС. ВНК. Уст-ка пакера ф142мм L-690м/L-700м. ОПП. ЦПД. Срезка 700м. ОЗЦ. КЦМ-698м. Уст-ка L-670м. ЦПД инт.681-686м. Срезка 660м. ОЗЦ. Уст-ка L-680. ЦПД. КЦМ 664м. Уст-ка L-600м. ЦПД. Срезка 510м. ОЗЦ. КЦМ 510м. Уст-ка пакер ф142.L-50м. Герметично. ОПП. ЦПД по колонне, ОЗЦ. КЦМ-10м. Герметично. Уст-ка L -600м, ЦПД. Срезка 580м. ОЗЦ. КЦМ 536м. Уст-ка пакера ф142мм L-490м/ L-600м. ЦПД, срезка 500м. ОЗЦ. КЦМ 502м. ЦПД по колонне, ОЗЦ. КЦМ 12м. Герметично. Уст-ка пакера ф142мм L-580м/L-610м. ЦПД. Срезка 510м. ОЗЦ. КЦМ- 515м. Уст-ка пакера ф142мм на L-350м, герметично. ЦПД по колонне, ОЗЦ. КЦМ-13м. Разбур (дол.Ф140мм) в инт.13-40м, 515-553м, 660-693м, 705-720м, герметично. Промывка скв. ГИС, АКЦ. Перфорация скв в инт.701-704м, промывка скв. Спуск ПО.	3,3	716,1	14986631,25	июль 2015г	
2	112	КР4-1 Переход на нижележащий горизонт. КР2-1 Устранение негерметичности экс. колонны 14.07.15г.-17.09.15г. Подъем ПО и спуск в скважину ПБТ-89мм с дол. Ф146мм до гл.695м. Разбур ВП в инт.695-670м с проработкой до гл.920м. ЦПД с пакером на открытых инт. перфорации 614-618м, 641-644м, 840-848м, 860,7-866м, 871,5-874м, 876-879м, 896-900,2м, 907-912м. Уст-ка пакера на гл.350м и ЦПД, ОЗЦ. Разбур до гл.920м. Каротажные работы, АКЦ и перфорация в инт 906-908м по 12 отв. Промывка скв. Спуск ПО.	1,0	123,4	6745575	сентябрь 2015г	
3	70	КР7-1 Глино-кислотная обработка 17.10.15г.-23.10.15г. Подъем ПО. Спуск НКТ Ф73мм с шаблоном ф136мм 0-360м. Промывка скв. Подъем 360м. Спуск НКТ с пакером ф142мм с хв-ком. Пакер на гл.285м. Уст-ка кислотной ванны, закачка ГКО. Распакеровка и доспуск НКТ ф73мм с пакером ф142мм 344-360м. Промывка скв. Подъем. Спуск ПО.			3913706,25	октябрь 2015г	

4	95	КР3-1 Устранение аварий допущенных в процессе эксплуатации. КР1-1 Отключение обводненных интервалов. 13.09.15г.-09.11.15г спуск СБТ-89мм с дол.ф140мм до гл.841м. Подъем. Спуск ПБТ 89мм ст/ф ф140мм фрезирование в инт 844-870м, промывка и подъем до 0м. Забой скважины 870м. По заключению ГИС ЦПД. Разбур ц/м с опрессовкой до и после разбура цементных мостов. Каротажные работы АКЦ и перфорация в инт.860-861м по12 отв. Промывка скв. Спуск ПО.	5,7	234,7	19982175	октябрь 2015г	
				1074,2	45628087,5		
58		Итого:		12939	616329187,5		

3.2 Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин

по НГДУ «Доссормунайгаз»

Для контроля за состоянием разработки месторождений и определения технического состояния скважин по НГДУ «Доссормунайгаз» за 2015 год выполнены 132 скв/опер, при плане 134.

Основные виды исследования, проведенные на скважинах месторождений, является определение ВНК, нефтеводонасыщенности, источника обводненности стандартным методом (НГК, ИННК, ГК), исследование методом ДСИ, МЛМ, ТМ, АКЦ с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны, перфорация, определение профиля притока и поглощения.

По результатам интерпретации геофизических исследований проведены ряд геолого-технических мероприятий.

По месторождению Ботахан на 22 скважинах проведены геофизические работы с целью определения характера насыщения пласта и технического состояния колонны (№№ 41, 46, 157, 160, 140, 151, 137, 153, 182, 152, 173, 162, 36, 164, 132, 53, 135, 35, 127, 79, 92, 125), на 3 скв. (№№ 65, 38, 182) - определение профиля притока с методом компрессирования и свабирования, на 4 скв (№№ 51, 136, 30, 63) - профиль поглощения, на 8 скв. (№№ 139, 160, 66, 51, 82, 300, 176, 179) – перфорация.

По результатам ГИС подверглись к переводам на другие нефтенасыщенные интервалы и на другие категории 6 скважин. Из них скважины № 183, 109 переведены из эксплуатационного фонда в наблюдательный фонд, скважина № 51 из нагнетательного фонда в добывающий фонд, скв. №№ 37, 38, 139 переход на вышележащий горизонт. Эффект получен 5165,9 тн.

По месторождению Ботахан дополнительно перфорированы скважины №№ 139, 160, 66, 51, 82, 300, 176, 179. Эффект от дополнительной перфораций 2,0 тн/сутки нефти. Суммарный эффект получен 1829,5 тн нефти.

По месторождению Восточный Макат на скважинах проведены – на 9 скв.(№№ 72, 31, 86, 123, 80, 126, 65, 75, 15) ВНК и тех.состояние колонны, на 1 скв. (№ 6н) тех.состояние колонны, на 15 скв. (№№ 103н, (103н), 62н, (115н), 115н, 66н, (66н), 116, 117, 93, 122, 126, 124, 123, 89) – перфорация, на 1 скв. (№ 55) – установка взрыв пакера, на 3 скв. (№№ 124, 55, 49) - определение профиля притока с методом компрессирования, на 4 скважинах (№№ 68н, 66н, 6н, 62н) - профиль поглощения.

По результатам ГИС подверглись к переводам на другие нефтенасыщенные интервалы и на другие категории 6 скважин. Из них скважина № 105 переведена из эксплуатационного фонда в нагнетательный фонд, скв. № 62 переведена из наблюдательного фонда в нагнетательный фонд и переход на вышележащий горизонт. Сква. № 115 переведена из эксплуатационного фонда в нагнетательный фонд и переход на вышележащий горизонт, скв. № 64 переведена из нагнетательного фонда в эксплуатационный фонд и переход на вышележащий горизонт. Сква. № 103 переведена из консервации в нагнетательный фонд и переход на вышележащий горизонт, скв № 1, 38 переведены из эксплуатационного фонда в наблюдательный фонд, скв. №№ 89, 76, 21, 57, 112, 60, 116, 54 переведены на вышележащий горизонт. Эффект получен 4817,6 тн.

Всего за отчетный период перфорация произведена на 15 скважинах, (№№ 103н, (103н), 62н, (115н), 115н, 66н, (66н), 116, 117, 93, 122, 126, 124, 123, 89). Эффект от дополнительной перфораций 5,3 тн/сутки нефти. Суммарный эффект получен 3612,9 тн нефти.

По месторождению Карсак на 16 скважинах (№№ 64, 55, 607, 164, 98, 86, 41, 367, 270, 87, 70, 227, 237, 104, 364, 281) - проведены ВНК и тех.состояние колонны, на 4 скв.(№№ 58, 322н, 350н, 244н) – тех. состояние, на 5 скв. (№№ 235н, 241н, 164, (164), 383н) – перфорация, на 11 скв. (№№ 270, 346, 25, 314, 20, 95, 231, 327, 232, 337, 114) -

профиль притока с методом компрессирования, сваби́рования и ЭПШ (эксцентричная планшайба), на 3 скв. (№№ 322н, 350н, 244н) - профиль поглощения.

По результатам ГИС переведены скважины на другие нефтенасыщенные интервалы. Скв. №№ 258, 164, 346, 41, 98 на вышележащий и нижележащий горизонт, скв № 112 переведена из наблюдательного фонда в эксплуатационный фонд, скв №№ 305, 29, 476, 489, 497 переведены из эксплуатационного фонда в наблюдательный фонд. Скв №№ 68, 93, 494, 114, 487 введены из эксплуатационного фонда в консервацию, Скв №№ 383, 242 переведены из ликвидированного фонда в нагнетательный фонд. Эффект получен 410,4 тн нефти.

По месторождению Карсак дополнительно перфорированы скважины №№ 235н, 241н, 383н, 164, (164).

По месторождению Северный Жолдыбай на 7 скважинах (№№ 11, 43, 31, 65, 33, 32, 7н) проведены ВНК и тех.состояние колонны, на 1 скв.(№ 50н) – тех. состояние, на 5 скв.(№№ 33, 11, 65, 32, 7н) - определение профиля притока с методом компрессирования и сваби́рования, на 1 скв. (№ 50н) - профиль поглощения, на 1 скв. (№ 10) – перфорация.

По месторождению С.Жолдыбай дополнительно перфорирована скважина № 10.

По месторождению Алтыкуль на 6 скважинах (№№ 44, 161, 108, 106, 115, 28) проведены - ВНК и тех.состояние колонны, на 1 скв.(№ 113) – профиль притока с методом ЭПШ (эксцентричная планшайба).

По результатам ГИС переведена скважина № 123 переход на вышележащий горизонт. Эффект получен 210,6 тн.

По месторождению Кошкар на 2 скважинах (№№ 106,108) проведены - ВНК и тех.состояние колонны.

По результатам ГИС переведена скважина № 112 переход на вышележащий горизонт, скв.№ 75 переведена из эксплуатационного фонда в наблюдательный фонд. Эффект получен 123,4 тн.

По месторождению Байчунас на 1 скважине (№ 370) проведена - тех.состояние колонны + АКЦ, на 1 скв.(№ 370) – перфорация.

По результатам ГИС переведены скважины №№ 126, 295, 390, 391 из эксплуатационного фонда в наблюдательный фонд, скважины №№ 147, 257, 274, 356, 385 из эксплуатационного фонда в нагнетательный фонд, скважины №№ 116, 185 в консервации, скв № 224 из ликвидированного фонда в нагнетательный фонд.

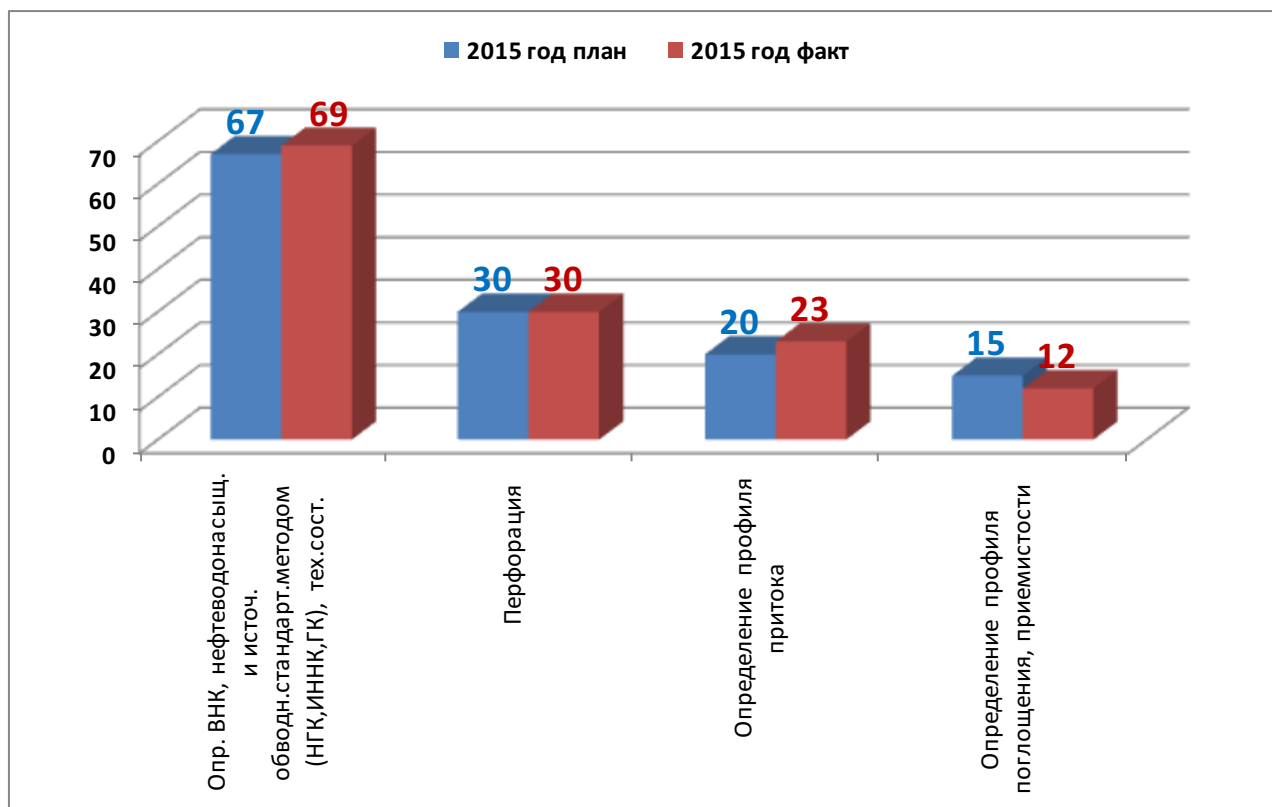
По месторождению Байчунас дополнительно перфорирована скважина № 370.

Данные по выполнению геофизических исследований скважин приведены в табл. 3.2.1

№ п/п	Виды исследований	Факт за 2014г	План на 2015г	Факт за 2015г
		кол-во скв	кол-во скв	кол-во скв
1	2	3	4	5
1	Определение ВНК, нефтеводонасыщенности и источника обводненности стандартным методом. (НГК, ИННК, ГК). Исследование методом ДСИ, МЛМ, ТМ, АКЦ с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны	56	67	69
2	Перфорация	38	30	30
3	Определение профиля притока	20	20	23
4	Определение профиля поглощения, приемистости	24	15	12
	ИТОГО:	138	132	134

План и выполнение ГИС в 2015 году

Диаграмма №2



Проведенные промыслово-геофизические работы за 2015 год

Табл. № 3.2.2

ГИС по месторождению		скв./опер	Ботахан	Карсак	Алтыкуль	Южный Танатар	Кошкар	Байчунас	В.Макаг	Сев. Жолдыбай	Итого
1	Профиль поглощение	скв./опер	4	3					4	1	12
	Профиль притока	скв./опер	3	11	1				3	5	23
3	ВНК/тех.сост.колонны	скв./опер	22	20	6		2	1	10	8	69
	КРС 2016	скв./опер	13	15	2		6	1	14	7	58
	КРС 2015	скв./опер	11	17	6		4		18	2	58
	Перевод на другие категории 2016	скв./опер	2						1		3
	Перевод на другие категории 2015	скв./опер	1	2				1	1		5
	Проверка текущего состояния	скв./опер	7	9	2		3	1	10	4	36
4	Перфорация с привязкой ГК	скв./опер	8	5				1	15	1	30

**Результаты выполненных работ по данным промыслово-геофизических исследований по месторождениям
НГДУ "Доссормунайгаз" за 2015 год**

Табл. 3.2.3

п/ п	Месторожд.	№ск в.	Категория скважины	Дата проведе- ния исслед.	Виды исследо- вания	Глубина интервала, м	Масштаб	Интервал перфора- ции, м	Заключение исследований	Проделан ные работы	Намечаемые работы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Ботахан	41	экс п	06.04.2015г	ТМ	4,7-1295.4м	1:500	1198-1208м	На фоне загрязненности стенок экс.колонны заявленный интервал перфорации 1198.0-1208.0м. по ЛМ четко не отбивается. Против подошвенной части заявленного интервала перфорации 1198.0-1208.0м по показаниям термометрии наблюдается перегиб кривой, характеризующий подошву рабочего интервала. Ниже интервала перфорации отмечается заколонный переток снизу. На глубине 1068.4м. по резкому перегибу кривой термометрии можно судить о негерметичности эксплуатационной колонны. По отсутствию разницы показаний температуры на забое между двумя режимами исследований на момент исследований - забой скважины герметичен. Коллектор, пруроченный к интервалу перфорации 1198,0-1208,0м по данным ИННК – Обводнен с присутствием УВ с Кнг до 30,0%.	КРС Отключен ие обводненн ых интервало в	
					ГК	4,7-1295.4м	1:500				
					ЛМ	4,7-1295.4м	1:500				
					ВЛГ	4,7-1295.4м	1:500				
					РИС	4,7-1295.4м	1:500				
					Ман	4,7-1295.4м	1:500				
					ЭМДС	6.0-1295.2	1:500				
					АКЦ	4,7-1295.4м	1:500				
2	Ботахан	56	экс пл.	10.04.2015г	ТМ	0.0-1463,3м	1:500	1373- 1383м, 1411- 1412м, 1414-1417м	По показаниям ЛМ и ЭМДСТ фактические интервалы перфорации отбиваются не четко. В интервалах: 612.5-617.3м., 876.1-894.9м., 968.9-974.9м., 1229.1-1240.8м. по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. По результатам исследований ГИС интервалы перфорации 1373.0-1383.0м., 1411.0-1412.0м. отмечены как слабо-работающие интервалы, вследствие возможного загрязнения прискважинной зоны песчанистыми пробками. Нарушений целостности колонны по результатам ГИС не отмечены. Забой скважины герметичен. Коллектор, пруроченный к интервалу перфорации 1411,0-1412,0м по данным ИННК остаточне нефтенасыщенный. Коллектора против интервалов перфорации 1373,0-1383,0м. и 1414,0-1417,0м. – обводнены с присутствием УВ	КРС ОВП, Устр. негерм. кол онны.	
					ГК	0.0-1463,3м	1:500				
					ЛМ	0.0-1463,3м	1:500				
					ВЛГ	0.0-1463,3м	1:500				
					РИС	0.0-1463,3м	1:500				
					Ман	0.0-1463,3м	1:500				
					АКЦ	3.5-1461.5м.	1:500				
					ЭМДС	5.5-1465.0м	1:500				
3	Ботахан	157	экс п	16.04.2015г	ТМ	0.0-1444м	1:500	1200-1208м	Нарушение термоградиента по показаниям термометрии при фоновой записи в интервалах 319.6-328.5м., 417.4-		
					ГК	0.0-1245.8м	1:500				

					ЛМ	0.0-1245.8м	1:500		426.5м., 734.9-746.4м., 970.0 – 975.7м. связано с заколонным движение жидкости в неперфорированных интервалах. Резкий перегиб кривой термометрии против подошвенной части интервала перфорации 1198.0-1208.0м. свидетельствует о подошве рабочего интервала. Ниже интервала перфорации отмечается заколонный переток закачанной жидкости вниз. По разнице показаний температуры на забое между статическим и динамическом режиме (0.2град) – забой скважины герметичен. Коллектор, пруроченный к интервалу перфорации 1200,0-1208,0м по данным ИННК – Обводнен с присутствием УВ с Кнг до 21,0%.		
					ВЛГ	0.0-1245.8м	1:500				
					РИС	0.0-1245.8м	1:500				
					Ман	0.0-1245.8м	1:500				
					ЭМДС	7.1-1452.0	1:500				
					АКЦ	105.01-1443.4м	1:500				
					ИННК	1050,0-1450,0м.	1:200				
4	Ботахан	160	экс пл.	03.06.2015г	ГК	0.0-1424	1:500	1364.0-1367.0м, 1375.0-1378.0м, 1384.0-1386.0м, 1396.5-1400.5м	Из-за изрезанности кривой Локатора муфт границы интервалов перфорации отбиваются не четко. По показаниям ЭМДСТ фактические интервалы перфорации не прослеживаются. По кривой термометрии в динамическом режиме интервалы перфорации 1364.0-1367.0м, 1375.0-1378.0м, 1384.0-1386.0м. работой не отмечены. Интервал перфорации 1396.4-1400.5м отмечен слабым уходом жидкости в пласт. Забой скважины негерметичен. Качество цементирования в интервале исследования отмечается как удовлетворительное. Коллектора, приуроченные к интервалам перфорации 1364,0-1367,0м. и 1375,0- 1378,0м. по данным ИННК – остаточнонефтенасыщенны. Коллектора, приуроченные к интервалам перфорации 1384.0-1386.0м, 1396.5-1400.5м. по данным ИННК - обводнены с присутствием УВ.	Дополните льный перфораци я	КРС переход на вышележащий горизонт.
					ЛМ	0.0-1238.4	1:500				
					ТМ	0.0-1238.4	1:500				
					ВЛГ	0.0-1238.4	1:500				
					РИС	0.0-1238.4	1:500				
					МН	0.0-1238.4м	1:500				
					ЭМДС	4.6-1424.5	1:500				
					АКЦ	35.6-1425.0	1:500				
					ИННК	1045,0-1424,0	1:200				
5	Ботахан	140	экс п	21.06.2015г	ТМ	0.0-1439.5м.	1:500	1374.0-1388.0м.,1410.0-1415.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1439.5. В интервалах 420.3-427.6м.,817.3-837.6м по данным термометрии наблюдается нарушение термоградиента, связанное с заколонным движением жидкости в неперфорированных интервалах. На глубине 1220.0м отмечается ярко – выраженная аномалия кривой термометрии и резистивиметрии, свидетельствующая о негерметичности эксплуатационной колонны. Не исключено, что в данном интервале имеет место плохая изоляция ранее перфорированного интервала. На отметке 1432.0м. по данным термометрии и термокондуктивного дебитомера наблюдается негерметичность эксплуатационной колонны, возможно связанное с пропуском муфтового соединения. Против заявленных интервалов перфорации 1374.0-1388.0м., 1410.0-1415.0м. по показаниям термометрии и резистивиметрии отмечается аномалия кривой, характеризующая об уходе жидкости в пласт. По разнице показаний температуры на забое между статическим и динамическом режиме (0.4град) – забой		
					ГК	0.0-1439.5м.	1:500				
					ЛМ	0.0-1439.5м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-1439.5м. 0.01439.5м.	1:500				
					РИС	0.0-1439.5м.	1:500				
					Ман	0.0-1439.5м. 0.01439.5м.	1:500				
					ЭМДС	7.3-1441.0	1:500				
					АКЦ	32.0-1439.7м.	1:500				
					ИННК	1130,0-1240,0м.	1:200				

									скважины негерметичен. Коллектора, пруроченные к интервалам перфорации 1374-1388; 1410-1415м по данным ИННК отмечены слабым присутствием УВ.		
6	Ботахан	151	экс п	29.06.2015г	ТМ	0.0-1226.2м.	1:500	1208.5- 1210.0м.,12 13.0- 1215.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1226.2м. Интервал перфорации 1208.5-1210.0м.,1213.0-1215.0м. по ЛМ четко не отбиваются. Нарушение термоградиента по показаниям термометрии в интервалах 318.1-324.5м., 346.6-353.0м., 412.0-422.2м отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. На глубине 1203.4м по показаниям термометрии и резистивиметрии наблюдается ярко – выраженная аномалия, характеризующая о негерметичности эксплуатационной колонны. Не исключено что в данном интервале имеет место частичное нарушение изоляции ранее перфорированного интервала. Против заявленных интервалов перфорации 1208.5-1210.0м., 1213.0-1215.0м. по данным термометрии наблюдается незначительное нарушение термоградиента, характеризующее слабый уход жидкости..По разнице показаний температуры на забое между статическим и динамическом режиме (0.2град) – забой скважины герметичен.. Коллектора, пруроченные к интервалам перфорации по данным ИННК отмечены как обводнен-ные с присутствием УВ.		
					ГК	0.0-1226.2м.	1:500				
					ЛМ	0.0-1226.2м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-1226.2м.	1:500				
					РИС	0.0-1226.2м.	1:500				
					Ман	0.0-1226.2м.	1:500				
					ЭМДС	0.2-1226.0	1:500				
					АКЦ	103.3- 1223.3м	1:500				
					ИННК	1050,0- 1225,0м.	1:200				
7	Ботахан	137	экс пл.	07.07.2015г	ТМ	0.0-1208.2м.	1:500	1192-1196м	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1208.2м. Интервал перфорации 1192.0-1196.0 по ЛМ четко не отбиваются. Нарушение термоградиента по показаниям термометрии в интервалах 249.0-253.0м., 265.9-278.1м., 348.5-399.9м., 419.9-427.3м., 627.7636.6м., 668.1-676.0м., 743.9-749.2м., 975.7-984.1м., 1072.2-1080.5м., 1186.8-1189.5м. связанное с заколонным движение жидкости в неперфорированных интервалах. Против серединной части интервала перфорации 1192.0-1196.0м. отмечается незначительный перегиб кривой, характеризующий уход жидкости в пласт. В интервале глубин 980,4-986,10м. по показаниям термометрии и резистивиметрии возможно отмечается негерметичность колонны в виде пропуска муфтового соединения. По разнице показаний температуры на забое между статическим и динамическом режиме (0.2град) – забой скважины герметичен..		
					ГК	0.0-1208.2м.	1:500				
					ЛМ	0.0-1208.2м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-1208.2м.	1:500				
					РИС	0.0-1208.2м.	1:500				
					Ман	0.0-1208.2м.	1:500				
					ЭМДС	6.2-1210.0м	1:500				
					АКЦ	31.7-1205.4м.	1:500				
					ИННК	1053,0- 1207,0м.	1:200				
8	Ботахан	153	экс пл.	21.07.2015г	ТМ	0.0-1485.0м.	1:500	1206-1215м	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1485.0м. Нарушение термоградиента по показаниям термометрии в интервалах 552.5-563.5м., 614.5-619.3м., 681.1-691.0м., 963.0-973.0м. ,связанное с заколонным		
					ГК	0.0-1485.0м.	1:500				

					ЛМ	0.0-1485.0м.	1:500		движение жидкости в неперфорированных интервалах. В интервале 1165.5-1170.0м. по данным термометрии наблюдается перегиб кривой, характеризующий негерметичность эксплуатационной колонны, возможно связанное с нарушением изоляции раннее перфорированного интервала. По результатам исследований против подошвенной части интервала перфорации 1206.0-1215.0м. наблюдается перегиб кривой термометрии, свидетельствующий о подошве рабочего интервала. По характеру кривых термометрии, записанных в разных режимах работы скважины, ниже интервала перфорации наблюдается заколонный переток закачанной жидкости вниз. По разнице показаний температуры на забое между статическим и динамическом режиме (0.2град) – забой скважины герметичен.. По результатам обработки ИННК коллектор приуроченный к интервалу перфорации 1206,0-1215,0м. оценен как обводненный с присутствием УВ.		
					ВЛГ	0.0-1485.0м.	1:500				
					РИС	0.0-1485.0м.	1:500				
					Ман	0.0-1485.0	1:500				
					СТД	1144.5-1254.0	1:500				
					ЭМДС	3.8-1489	1:500				
					АКЦ	176.8-1484.8.	1:500				
					ИННК	1050-1215.	1:200				
9	Ботахан	182	экс пл	13.07.2015г	ГК	8.0-1494.5	1:500	1384-1386, 1387-1390, 1406-1411.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 1494.5м. По данным Локатора муфт фактические интервалы перфорации отбиваются согласно заявленным. По показаниям ЭМДСТ фактические интервалы перфорации не прослеживаются. По кривой термометрии в динамическом режиме интервалы перфорации 1384.0-1386.0м, 1406.0-1411.0м. работой не отмечены. Интервал перфорации 1387-1390м отмечен слабой работой. Забой скважины герметичен. Качество цементирования в интервале исследования отмечается как удовлетворительное. Коллектора, приуроченные к интервалам перфорации по данным ИННК отмечены как обводненные с присутствием УВ.		
					ЛМ	8.0-1494.5	1:500				
					ТМ	8.0-1494.5	1:500				
					ВЛГ	8.0-1494.5	1:500				
					РИС	8.0-1494.5	1:500				
					МН	8.0-1494.5	1:500				
					ЭМДС	10.2-1492.6	1:500				
					АКЦ	17.0-1494.2	1:500				
10	Ботахан	152	экс пл	29.07.2015г	ТМ	6.0-1420.0 48.2-1443.0	1:500	1392-1394м	Максимальный доход скважинного прибора по динамическому режиму составил – 1443.0м. По показаниям Локатора муфт заявленный интервал перфорации не отмечается. В интервалах: 402.4-410.1м. 685.5-691.6м. 974.7-979.0м. по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. Против интервала перфорации 1392.0-1394.0м. отмечается перегиб кривых термометрии и термокондуктивного дебитометрии, характеризующий работу пласта. По данным ЭМДСт в интервале 1391.4-1394.0м. слабо-выражен фактический интервал перфорации. По результатам обработки ИННК коллектор приуроченный к интервалу перфорации 1392.0-1394.0м.		
					ГК	4.7-1420.0	1:500				
					ЛМ	4.7-1420.0	1:500				
					СТИ	1329.0-1443.0	1:500				
					ВЛГ	6.0-1420.0 48.2-1443.0	1:500				
					РИС	6.0-1420.0 48.2-1443.0	1:500				
					Ман	6.0-1420.0 48.2-1443.0	1:500				
					АКЦ	87.7-1443.2	1:500				
					ЭМДС	5.8-1443.1	1:500				

					ИННК	1050-1420	1:200		оценен как обводненный с присутствием УВ. Герметичность забоя не определена, из-за разного дохода скважинного прибора при записи в двух режимах работы скважины.		
11	Ботахан	173	экс пл	07.08.2015г	ГК	80-1492.1	1:500	1369- 1372,5м; 1379,5- 1383,5м; 1396- 1398,5м; 1408-1410м	Максимальный доход прибора по каротажу составляет 1492.1 м. Уровень жидкости в стволе скважины в фоновом режиме отмечается на глубине 364.7 м, ВНР отбит на глубине 656.7 м; уровень жидкости в режиме долива на глубине 93.5 м, явный ВНР не наблюдается, в стволе присутствует водонефтяная смесь в интервале 93.5-986.7 м В стволе скважины с глубины 1490.1 м и до забоя присутствует осадок. В интервале 1408.0-1410.0 м по данным ГК (увеличение текущих показаний ГК относительно показаний в необсаженном стволе) отмечается наличие РГХА (радиогеохимическая аномалия). В общем случае наличие РГХА связывают с прохождением фронта воды по пласту, однако, видоизменению кривой ГК могут способствовать и иные причины, в частности технологические. Заколонные перетоки не выявлены. Забой герметичен. Перфорация по данным ЛМ подтверждается в интервалах 1369.0-1372.5 м, 1379.5-1383.5 м, 1396.0-1398.5 м, 1408.0-1410.0 м. Границы интервалов перфорации по данным ЭМДС однозначно не подтверждаются.		
					Локатор муфт	80-1492.1	1:500				
					Термометрия	80-1492.1	1:500				
					СТИ	80-1492.1	1:500				
					Барометрия	80-1492.1	1:500				
					Расходомерия	80-1492.1	1:500				
					Резистивиметрия	80-1492.1	1:500				
					Влагометрия	80-1492.1	1:500				
					ИНГК	1050-1492,1	1:200				
					АКЦ	0-1492,1	1:500				
					ЭМДС	4-1492,1	1:500				
12	Ботахан	162	эксп л.	20.08.2015г	ГК	8.0-1285.0	1:500	1163- 1166.5м, 1195.5- 1197м, 1208-1210м	Максимальный доход скважинных приборов составил - 1285.0м. По данным Локатора муфт фактические интервалы перфорации отбиваются согласно заявленным. По показаниям ЭМДС в интервале 1208.0-1210.0м. прослеживается фактический интервал. Против верхнего интервала перфорации по данным термометрии 1163.0-1166.5м. наблюдается незначительное нарушение термоградиента, связанное со слабым уходом жидкости в пласт. По кривой термометрии интервал перфорации 1195.5-1197.0м. работой не отмечен. Против подошвы интервала перфорации 1208,0-1210,0м. наблюдается перегиб кривой, характеризующий уход жидкости. Забой скважины герметичен. Качество цементирования в интервале исследования отмечается как неудовлетворительное. По результатам обработки коллектора, приуроченные к интервалам перфорации обводнены с присутствием УВ.		
					ЛМ	8.0-1285.0	1:500				
					ТМ	8.0-1285.0	1:500				
					ВЛГ	8.0-1285.0	1:500				
					РИС	8.0-1285.0	1:500				
					МН	8.0-1285.0	1:500				
					ЭМДС	7.7-1285.7	1:500				
					АКЦ	100.4-1283.2	1:500				
					ИННК	1050.0-1289.0	1:200				
13	Ботахан	36	эксп	25.08.2015г	ТМ	0-1392	1:500	1369- 1374м, 1371-	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1392м. Интервал перфорации по показаниям Локатора муфт отбивается в интервале 1369-1378.7м. По ЭМДС в		
					ГК	0-1392	1:500				

					ЛМ	0-1392	1:500	1380.5м	интервалах 1192-5-1195.7м, 1203,1-1211,5 м. отмечаются изменения в виде фактического интервала перфорации. По данным термометрии против интервала перфорации 11369,0-1374,0м. и 1371,0-1380,5м отмечается незначительное нарушение термоградиента, характеризующая движение жидкости в прискважинной зоне. В интервале 1006-1030м отмечается движение жидкости в неперфорированном интервале. По показаниям термометрии и резистивиметрии в интервале глубин 1197,6-1211,0м. наблюдается негерметичность колонны. Возможно вследствие нарушения изоляции ранее перфорированного интервала. Ниже негерметичности колонны отмечается заколонный переток закачанной жидкости вниз. По данным записи АКЦ отмечается, что качество цементаци в целом удовлетворительное. В целом в интервале исследования нарушений колонны не отмечаются. По результатам обработки коллектор, приуроченный к интервалам перфорации 1369-1374м, 1371-1380,5 м., характеризуется по данным ИННК как сильноглинистый, со слабыми признаками УВ. Забой герметичен.		
					ВЛГ	0-1392	1:500				
					РИС	0-1392	1:500				
					МН	0-1392	1:500				
					СТИ	1180-1250 1321-1392	1:500				
					АКЦ	8.2-1393	1:500				
					ЭМДС	0.3-1394.2	1:500				
					ИННК	1050-1390м	1:200				
14	Ботахан	164	эксп	03.08.2015г	ТМ	0.0-1299.5м.	1:500	1204-1206м, 1209-1214м	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1299.5м. Интервалы перфорации 1204.0-1206.0м. 1209.0-1214.0м. по ЛМ четко не отбиваются. Нарушение термоградиента по показаниям термометрии в интервалах 303.4-318.1м., 387.6- 407.7м., 729.9-734.4м.,1142.2-1152.6м. отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. Верхний интервал перфорации 1204.0-1206.0м.по данным термометрии аномалии работой не отмечен. Перегиб кривой термометрии наблюдается против срединной части интервала перфорации 1209.0-1214.0м., характеризующая подошву рабочего интервала. По разнице показаний температуры на забое между статическим и динамическом режиме (0.3град) – забой скважины возможно негерметичен. По результатам обработки ИННК коллектор приуроченный к интервалу перфорации 1204,0-1206,0м оценен как обводненный с присутствием УВ. Кровельная часть коллектора, приуроченного к интервалу перфорации 209,0-1214,0м. по данным ИННК характеризуется как обводнен с присутствием УВ. Подошвенная часть данного коллектора имеет остаточное насыщение, что может быть связано с загрязнением кровельной части пласта	КРС ОВП, Устр.негерм. колонны.	
					ГК	0.0-1299.5м.					
					ЛМ	0.0-1299.5м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-1299.5м.	1:500				
					РИС	0.0-1299.5м.	1:500				
					Ман	0.0-1299.5м.	1:500				
					ЭМДС	1.5-1292.6м.	1:500				
					АКЦ	15.1-1297.8м.	1:500				
					ИННК	1050-1297 м.	1:200				
15	Ботахан	132	эксп	08.11.2015г	ГК	4.0-1232.2	1:500	1205-1217м	Максимальный доход скважинных приборов составил -		

					ЛМ	4.0-1232.2	1:500		1232.2м. По данным Локатора муфт фактический интервал перфорации четко не отмечается. По показаниям ЭМДС фактический интервал перфорации не прослеживается. По данным термометрии против заявленного интервала перфорации на глубине 1208,5м. наблюдается перегиб термоградиента, связанный с уходом жидкости в пласт, подтверждается кривой резистивиметрией. Нарушений целостности колонны в интервале исследований не выявлено. Качество цементирования в интервале исследования отмечается как неудовлетворительное. Забой скважины герметичен. По результатам обработки коллектора, приуроченные к интервалу перфорации 1205,0-1217,0м. обводнены с присутствием УВ.		
					ТМ	4.0-1232.2	1:500				
					ВЛГ	4.0-1232.2/	1:500				
					РИС	4.0-1232.2	1:500				
					МН	4.0-1232.2	1:500				
					СТД	1185.7-1232.2	1:200				
					ЭМДС	6.8-1232.0	1:500				
					АКЦ	91.3-1231.0	1:500				
					ИННК	1050.0-1232.0	1:500				
16	Ботакан	53	эксп	12.11.2015г	ТМ	0.0-1268.7м.	1:500	1194.0-1195.0м., 1200.0-1204.0м., 1205.0-1210.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1268.7м. Интервалы перфорации 1194.0-1195.0м., 1200.0-1204.0м., 1205.0-1210.0м по ЛМ четко не отбиваются. Нарушение термоградиента по показаниям термометрии в интервалах 559.0-563.6м., 587.4-594.9м., 618.4-629.5м, 687.5-695.1м, 756.7-766.5м., 969.1-975.7м. отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. На отметке 1066.0м. наблюдается аномалия кривой термометрии, свидетельствующая о негерметичности эксплуатационной колонны. Против верхних интервалов перфорации 1194.0-1195.0м., 1200.0-1204.0м по показаниям термометрии аномалий характеризующую работу пласта не выявлены. Резкий перегиб кривой термометрии против подошвенной части нижнего интервала перфорации 1205.0-1210.0м., характеризующий уход жидкости в пласт. Ниже интервала перфорации наблюдается заколонный переток закачанной жидкости вниз. По разнице показаний температуры на забое между статическим и динамическом режиме (0.1град) – забой скважины герметичен.. По результатам обработки коллектора, приуроченные к интервалам перфорации 1194,0-1195,0м., 1200,0-1204,0м., 1205,0-1210,0м обводнены с присутствием УВ.	КРС ОВП+устрани негерм, перфорация спецотверстия	
					ГК	0.0-1268.7м.	1:500				
					ЛМ	0.0-1268.7м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-1268.7м.	1:500				
					РИС	0.0-1268.7м.	1:500				
					Ман	0.0-1268.7м.	1:500				
					ЭМДС	3.6-1272.6м	1:500				
					АКЦ	6.0-1270.9м.	1:500				
					ИННК	1050,0-забой.	1:200				
17	Ботакан	135	эксп	21.11.2015г	ГК	5.0-823.3м	1:500	1190.0-1198.0м., 1204.0-1210.0м	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1243.4м. По показаниям Локатора муфт заявленные интервалы перфорации четко не отбиваются. В интервалах 248.8-256.6м., 311.6-320.8м., 333.1-345.6м., 407.3-416.2м. 586.1-595.8м., 616.3-629.9м. 965.0-971.8м по нарушению термоградиента по данным термометрии		
					ЛМ	5.0-823.3м	1:500				
					Термометрия	5.0-823.3м	1:500				
							1:500				

					Резистивиметрия	5.0-823.3м			отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. По результатам исследований верхний интервал перфорации 1190.0-1198.0м. работой не отмечен, возможно вследствие интенсивного ухода жидкости в нижний интервал перфорации. Перегиб кривой термометрии против нижнего интервала перфорации 1204.0-1210.0м. связан с уходом закачанной жидкости в пласт. По разницы показаний температуры (0.3 град.) на забое между двумя режимами забой скважины негерметичен. В условиях негерметичности забоя заколонный переток ниже интервалов перфорации не определен. По результатам обработки коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 1204,0-1210,0м. обводнены с присутствием УВ		
					Манометрия	5.0-823.3м	1:500				
					Влагометрия	5.0-823.3м	1:500				
					ЭМДС	3.3-829.0м	1:500				
					АКЦ	4.5-821.7м	1:500				
					ИННК	600-824м	1:200				
18	Ботахан	35	эксп	02.11.2015г	ТМ	0.0-1263.3м.	1:500	1184.0-1186.0м., 1190.0-1192.0м., 1201.0-1204.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1263.3. По показаниям ЛМ заявленные интервалы перфорации четко не отмечаются. По результатам исследований против верхних интервалов перфорации 1184.0-1186.0м., 1190.0-1192.0м отмечается незначительный перегиб кривой термометрии, связанный со слабым уходом жидкости в пласт. Резкий перегиб кривой термометрии против серединной части интервала перфорации 1201.0-1204.0м связан с уходом жидкости в пласт. Ниже интервала перфорации отмечается заколонный переток закаченной жидкости вниз. По отсутствию разницы показаний температуры на забое между двумя режимами забой скважины герметичен. По результатам обработки коллектора, приуроченные к интервалам перфорации 1184,0-1186,0м, 1190-1192,0м обводнены с присутствием УВ. Коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 1201,0-1204,0м. остаточнонефтенасыщенный с Кнг до 33,0%.		КРС ОВП, Устр.негерм.колонны.
					ГК	0.0-1263.3м	1:500				
					ЛМ	0.0-1263.3м.	1:500				
					СТИ	1130.0-1263.3м	1:500				
					ВЛГ	0.0-1263.3м	1:500				
					РИС	0.0-1263.3м	1:500				
					Ман	0.0-1263.3м	1:200				
					АКЦ	153.7-1262.0м	1:500				
					ЭМДС	3.7-1270.1м	1:500				
					ИННК	1050,0-забой	1:500				
19	Ботахан	127	эксп	04.12.2015г	ТМ	0.0-1234.0м.	1:500	1198.0-1200.0м., 1206.0-1209.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1234.0м. На фоне загрязненности стенок колонны по показаниям локатора муфтовых соединений интервалы перфорации не отбиваются. По результатам исследований против верхнего интервала перфорации 1198.0-1200.0м отмечается незначительный перегиб кривой термометрии, возможно связанный со слабым уходом жидкости в пласт. На отметке глубины 1203,0м. наблюдается перегиб кривой термометрии, связанный с уходом закачанной жидкости через негерметичность колонны виде пропуска муфтового соединения или присутствием ранее перфорированного интервала. По		
					ГК	0.0-1234.0м.	1:500				
					ЛМ	0.0-1234.0м.	1:500				
					СТИ	1100.0-1234.0м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-1234.0м.	1:500				
							1:500				

					РИС	0.0-1234.0м.			данным СТД нижний интервал перфорации 1206.0-1208.0м. работой не отмечен. Ниже глубины негерметичности колонны по показаниям термометрии, записанных в разных режимах, наблюдается заколонное движение жидкости вниз. По разнице показаний температуры (0.1 град.) на забое между двумя режимами забой скважины герметичен. По результатам обработки коллектор, приуроченный к интервал перфорации 1206,0-1209,0м.обводнены с присутствием УВ.		
					Ман	0.0-1234.0м.	1:500				
					АКЦ	3.5-1234.4м.	1:500				
					ЭМДС	0.1-1238.4м.	1:500				
					ИННК	1000,0-забой.	1:200				
20	Ботахан	79	эксп	09.12.2015г	ТМ	0.0-1224.0м.	1:500	1194.0-1198.0м., 1201.0-1203.0м., 1210.0-1212.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1224.0м. По показаниям Локатора муфт заявленные интервалы перфорации четко не отбиваются. По результатам исследований против интервалов перфорации 1194.0-1198.0м. и 1210.0-1212.0м. аномалии, характеризующая работу пласта не отмечаются. Против интервала перфорации 1201.0-1203.0м. отмечается незначительное нарушение термоградиента, возможно связанное со слабым уходом жидкости в пласт. Ниже интервала перфорации 1210.0-1212.0м. в интервале 1218.8-1221.9м. по данным термометрии наблюдается ярко – выраженная аномалия, характеризующая негерметичность эксплуатационной колонны, возможно вследствие нарушения изоляции раннее перфорированного интервала перфорации. В условиях присутствия негерметичности колонны в призабойной зоне герметичность текущего забоя определить невозможно. По результатам обработки коллектора, приуроченные к интервалам перфорации, в основном обводнены с присутствием УВ. Коллектора в интервалах 1194,9-1197,7м. и 1209,2-1211,0м. – слабонефтенасыщенны.		
					ГК	0.0-1224.0м.	1:500				
					ЛМ	0.0-1224.0м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-1224.0м.	1:500				
					РИС	0.0-1224.0м.	1:500				
					Ман	0.0-1224.0м.	1:500				
					АКЦ	4.1-1224.0м.	1:500				
					ЭМДС	4.0-1226.0м.	1:500				
					ИННК	1000,0-забой.	1:200				
21	Ботахан	92	эксп	14.12.2015г	ТМ	8.0-1205.3 7.6-1205.3	1:500	1194.0-1198.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1205.3м. По показаниям Локатора муфт заявленный интервал перфорации не отмечается. В интервалах: 1004.5-1009.2м.; 1075.6-1078.6м.; 1089.2-1093.8м. по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. Против подошвенной части интервала перфорации 1194.0-1198.0м. отмечается резкий перегиб кривых термометрии и термокондуктивного дебитометрии, характеризующий уход закаченной жидкости в пласт. 1004.5-1009.2м.; 1075.6-1078.6м.; 1089.2-1093.8м. По результатам обработки коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 1194.0-1198.0м. обводнен.		
					ГК	7.0-1205.3	1:500				
					ЛМ	7.0-1205.3	1:500				
					СТИ	1179.3-1205.3	1:500				
					ВЛГ	8.0-1205.3 7.6-1205.3	1:500				
					РИС	8.0-1205.3 7.6-1205.3	1:500				
					Ман	8.0-1205.3 7.6-1205.3	1:500				
					АКЦ	195.8-1205.6	1:500				

					ЭМДС	8.3-1205.7	1:500				
					ИННК	1030.0-1204.0	1:200				
22	Ботакан	125	эксп	19.12.2015г	ТМ	0.0-1310.4м.	1:500	1202.0-1204.0м., 1208.0-1212.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1310.4м. По показаниям Локатора муфт заявленные интервалы перфорации четко не отбиваются. В интервалах 728.0-738.7м.,964.8-974.3м. по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. По результатам исследований верхний интервал перфорации 1202.0-1204.0м. работой не отмечен. Против подошвенной части нижнего интервала перфорации 1208.0-1212.0м. наблюдается резкий перегиб кривой термометрии, связанный с уходом закачанной жидкости. Ниже интервала перфорации 1208.0-1212.0м.по данным термометрии отмечается заколонный переток закачанной жидкости вниз. По отсутствию разницы показаний температуры на забое между двумя режимами забой скважины герметичен. По результатам обработки коллектора, приуроченные к интервалам перфорации обводнены с присутствием УВ.	КРС ОВП+устран негерм, перфорация спе цотверстия	
					ГК	0.0-1310.4м.	1:500				
					ЛМ	0.0-1310.4м.	1:500				
					СТИ	1176.2-1310.4м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-1310.4м.	1:500				
					РИС	0.0-1310.4м.	1:500				
					Ман	0.0-1310.4м.	1:500				
					АКЦ	163.6-1310.3м.	1:500				
					ЭМДС	4.6-1312.5м.	1:500				
					ИННК	1050,0-забой	1:200				
23	В.Макат	72	эксп	06.04.2015г	ГК	6.0-808.2м	1:500	783.0-793.0м	Максимальный доход скважинных приборов составил - 808.2м. По данным Локатора муфт фактический интервал перфорации слабо отбивается в интервале 782.0-792.0м. По показаниям ЭМДСТ заявленный интервал перфорации 783.0-793.0м четко не прослеживается. По результатам исследований интенсивный уход жидкости приурочен к подошвенной части интервала перфорации (783.0-793.0м). Забой скважины герметичен. Качество цементирования в интервале исследования отмечается как хорошее. Коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 783.0-793.0м. по данным ИННК – остаточнонефтенасыщен с Кнг – 37,0%. Подошвенная часть коллектора 792,4-794,4м. – обводнена.	КРС ОВП+устран негерм, перфорация спецотверстия Силами НГДУ дополнительн. прострел	
					ЛМ	6.0-808.2м	1:500				
					ТМ	6.0-808.2м	1:500				
					ВЛГ	6.0-808.2м	1:500				
					РИС	6.0-808.2м	1:500				
					МН	6.0-808.2м	1:500				
					СТД	578.0-808.2м	1:500				
					ЭМДС	8.8-808.2м	1:500				
					АКЦ	381.0-807.3м	1:500				
					ИННК	570.0-808.0м	1:200				
24	В.Макат	31	эксп л	07.04.2015г	ТМ	1.3-820.0 1.6-820.0	1:500	788.0-792.0м; 811.5-814.0м.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 820.0м. Перфорированный интервал по данным Локатора муфт отбивается в интервале 789.3-792.8м. По данным термометрии на отметке глубины 617.4м прослеживается ярко-выраженная аномалий кривой, связанное с пропуском муфтового соединения. По показаниям термометрии против подошвы интервалов перфорации:	КРС ОВП	КРС ОВП+устран негерм, перфорация спецотверстия
					ГК	1.3-820.0	1:500				
					ЛМ	1.3-820.0	1:500				
					РИС	1.3-820.0 1.6-820.0	1:500				

					МН	1.3-820.0 1.6-820.0	1:500		788.0-792.0м.; 811.5-814.0м. отмечаются слабые температурные перегибы, характеризующие подошву приёмистых интервалов. По данным ЭМДСт в интервале 790.0-792.0м. отмечается фактический интервал перфорации. Вследствии малого зумпфа скважины герметичность текущего забоя не определена. Коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 788.0-792.0м. по данным ИННК – остаточнефтенасыщен с Кнг – 37,0%. В подошве возможно присутствие воды. Коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 811.5-814.0м. по данным ИННК Обводнен с Кнг – 30,0%.		
					ЭМДС	2.1-820.7	1:500				
					АКЦ	47.8-819.7	1:500				
					ИННК	580.0-821.0	1:200				
25	В.Мака	86	эксп л	13.04.2015г	ТМ	0-826	1:500	792-796м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 826м. Интервал перфорации по показаниям Локатора муфт не отбивается. Против заявленного интервала перфорации 792-796м отмечается аномализ кривой термометрии, характеризующий уход жидкости в пласт. Нарушения герметичности экс.колонны в интервале исследования по результатам исследования не выявлены. По данным записи АКЦ отмечается, что качество цементажа в целом удовлетворительное. Забой герметичен. Коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 792-796м. по данным ИННК – остаточнефтенасыщен с Кнг – 35,0%. В подошвенной части коллектора возможно вода.		
					ГК	0-826	1:500				
					ЛМ	0-826	1:500				
					ВЛГ	0-826	1:500				
					РИС	0-826	1:500				
					МН	0-826	1:500				
					ЭМДС	4.3-825.6	1:500				
					АКЦ-ФКД	226.5-826	1:500				
26	В.Мака	123	эксп л	23.06.2015г	ИННК	792.0-796.0	1:200	1281.0-1283.0м, 1293.0-1300.0м	Максимальный доход скважинных приборов составил - 1382.5м. По данным Локатора муфт фактические интервалы перфорации отбиваются согласно заявленным. По показаниям ЭМДСТ заявленные интервалы перфорации 1281.0-1283.0м, 1293.0-1300.0м. четко не прослеживаются. По данным термометрии против интервалов перфорации, отмечается аномалии кривой термометрии, связанные с уходом жидкости в пласт. Забой скважины герметичен. Качество цементирования в интервале исследования отмечается как удовлетворительное. Коллектора, приуроченные к интервалам перфорации по данным ИННК – обводнены со слабым присутствием УВ	Дополнительный перфорация	
					ГК	13.0-1382.5	1:500				
					ЛМ	13.0-1382.5	1:500				
					ТМ	13.0-1382.5	1:500				
					ВЛГ	13.0-1382.5	1:500				
					РИС	13.0-1382.5	1:500				
					МН	13.0-1382.5	1:500				
					СТД	1247.0-1382.5	1:200				
					ЭМДС	12.6-1382.5	1:500				
					АКЦ	99.0-1381.0	1:500				
27	В.Мака	80	эксп	21.07.2015г	ИННК	640.0-1382.5	1:200	784.0-794.0м.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 854.4м. По данным Локатора муфт фактический интервал перфорации четко не отбивается. По показаниям ЭМДСТ фактический интервал перфорации прослеживается в интервале 783.6-792.0м. По данным термометрии против срединной и подошвенной части интервала перфорации, отмечается аномалии кривой термометрии, связанные с уходом жидкости в пласт. Ниже интервала перфорации		КРС ОВП+Нарашивание цем.кольца за э/к, перфорация
					ГК	4.5-854.4	1:500				
					ЛМ	4.5-854.4	1:500				
					ТМ	4.5-854.4	1:500				
					ВЛГ	4.5-854.4	1:500				

					РИС	4.5-854.4	1:500		до глубины 804.5м. прослеживается заколонное движение жидкости вниз. На отметке глубины 827.4м. по данным термометрии и резистивиметрии отмечаются перегибы кривых, характеризующий негерметичность экс.колонны, вследствие возможного нарушения изоляции ранее перфорированного интервала. Забой скважины герметичен. Качество цементирования в интервале исследования отмечается как удовлетворительное. По результатам обработки ИННК коллектор приуроченный к интервалу перфорации 784,0-794,0м. оценен как остаточнеонефтенасыщенный. Подошва коллектора 794,2-795,6м. – обводнена.		
					МН	4.5-854.4	1:500				
					ЭМДС	4.4-854.7	1:500				
					АКЦ	47.8-853.6	1:500				
					ИННК	600.0-853.0	1:200				
28	В.Макад	126	эксп	11.07.2015г	ТМ	0.0-879.5м.	1:500	816.0-820.0м., 824.0-830.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 879.5м. Фактические перфорированные интервалы по данным Локатора муфт отбивается не четко. По результатам исследований против подошвенной части верхнего интервала перфорации 816.0-820.0м. наблюдается нарушение термоградиента, связанное со слабым уходом жидкости в пласт. Более интенсивный уход жидкости по показаниям термометрии и резистивиметрии приурочен к интервалу перфорации 824.0-830.0м. По характеру кривых термометрии, записанных в разных режимах работы скважины, можно предположить, что имеет место заколонный переток закачанной жидкости вниз. По отсутствию разницы показаний температуры на забое между двумя режимами исследований - забой скважины герметичен. Коллектор, пруроченный к интервалу перфорации 816-819м,817,5-820м., по данным ИННК слабонефтенасыщенный с Кнг до 17,0%. Нефтенасыщение снизилось возможно вследствие оттеснения УВ от ПЗ пластовой водой или загрязнения прискважинной зоны. Коллектор, пруроченный к интервалу перфорации 824,0-830,0м. по фильтрационно-емкостным свойствам неоднороден с Кнг от 21,0 до 73,0% в кровельной части.	Дополните льный перфораци я	
					ГК	0.0-879.5м.	1:500				
					ЛМ	0.0-879.5м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-879.5м.	1:500				
					РИС	0.0-879.5м.	1:500				
					Ман	0.0-879.5м.	1:500				
					ЭМДС		1:500				
					АКЦ		1:500				
					ИННК		1:200				
29	В.Макад	6	наб л	11.08.2015г	ТМ	4.8-851.6 4.0-851.6	1:500	825.0-829.0м.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 851.6м. Перфорированный интервал по данным Локатора муфт отбивается в интервале 825.0-827.8м. По показаниям термометрии против подошвы интервала перфорации 825.0-829.0м. отмечается температурная аномалия, характеризующий подошву приёмистого интервала. В интервалах: 653.6-665.0м.; 789.0-792.0м. по данным термометрии записанных в 2-х режимах прослеживаются ярко-выраженные аномалии, возможно связанное с нарушением изоляции ранее		
					ГК	3.7-851.6	1:500				
					ЛМ	3.7-851.6	1:500				
					РИС	4.8-851.6 4.0-851.6	1:500				
					МН	4.8-851.6 4.0-851.6	1:500				

					ЭМДС	4.1-852.0	1:500		перфорированных интервалов перфорации, по методу ЭМДСт подтверждаются в интервалах: 653.6-657.8м.; 791.3-796.8м. По данным записи АКЦ отмечается что качество цементации в целом неудовлетворительное. По данным ЭМДСт в интервалах: 653.6-657.8м; 791.3-796.8м; 829.6-836.6м. отмечаются ранее перфорированные и плохо изолированные интервалы перфорации. Забой скважины герметичен.		
					АКЦ	49.8-852.0	1:500				
30	В.Макаг	65	эксп	29.07.2015г	ГК	7.0-1374.0	1:500	1277.0-1282.0м, 1282.0-1286.0м, 1317.0-1335.0м.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 1374.0м. По данным Локатора муфт фактические интервалы перфорации отбиваются согласно заявленным. По показаниям ЭМДСт интервалы перфорации 1277.0-1282.0м, 1282.0-1286.0м не прослеживаются. Заявленный интервал перфорации 1317.0-1335.0м. прослеживается слабо. По данным ГИС верхний интервал перфорации 1277.0-1282.0м. как работающий не отмечается. По данным термометрии против подошвенной части интервала перфорации 1282.0-1286.0м, отмечается незначительная аномалия кривой термометрии, связанные со слабым уходом жидкости в пласт. Перегибы кривой термометрии против интервала перфорации 1317.0-1335.0м, характеризуют работу объекта перфорации. Забой скважины герметичен. Качество цементирования в интервале исследования отмечается как хорошее. По результатам обработки подошвы коллекторов 1282,3-1286,8м. и 1325,0-1335,7м., приуроченных к интервалам перфорации 1282.0-1286.0м и 1317.0-1335.0м. частично обводнены. Не исключаем оттеснения углеводородов от прискважинной зоны пластовой водой поступающей снизу.		КРС ОВП+устрани негерм, перфорация спецотверстия
					ЛМ	7.0-1374.0	1:500				
					ТМ	7.0-1374.0	1:500				
					ВЛГ	7.0-1374.0	1:500				
					РИС	7.0-1374.0	1:500				
					МН	7.0-1374.0	1:500				
					ЭМДС	9,4-1374.0	1:200				
					АКЦ	28.0-1373.0	1:500				
					ИННК	630,0-1377,0	1:200				
31	В.Макаг	75	эксп л	09.11.2015г	ТМ	0.0-1196.0м	1:500	1192.0-1196.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 1196.0м. Фактический перфорированный интервал по данным Локатора муфт отбивается не четко. В интервалах: 910.3-928.4м., 1126.6-1141.6м. по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. По показаниям термометрии в интервале 766.5-783.0м., наблюдается ярко – выраженная аномалия, связанная с негерметичностью эксплуатационной колонны, возможно плохая изоляция ранее перфорированных интервалов. По данным термометрии и термокондуктивного дебитомера против подошвенной части интервал перфорации 1192.0-1196.0м. отмечается		
					ГК	0.0-1196.0м	1:500				
					ЛМ	0.0-1196.0м	1:500				
					ВЛГ	0.0-1196.0м.	1:500				
					РИС	0.0-1196.0м	1:500				
					Ман	0.0-1196.0м.	1:500				
					СТД	1106.6-1196.0м.	1:200				
					ЭМДС	0.1-1200.7м.	1:500				

					АКЦ	14.7-1197.2м.	1:500		перегиб кривой связанный с уходом жидкости в пласт. Нарушений экс. колонны в интервале исследования не выявлены. Вследствие отсутствия зумфа скважины, герметичность искусственного забоя определить невозможно. По результатам обработки ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации оценен как обводненный с присутствием УВ.		
					ИННК	630 до забоя.	1:200				
32	В.Макад	15	эксп л	09.11.2015г	ТМ	0.0-792.6м.	1:500	784.0-789.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил 792.6м. Фактический перфорированный интервал по данным Локатора муфт отбивается не четко. В интервале: 467.8-473.4м. по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. По результатам исследований против подошвенной части заявленного интервала перфорации 784.0-789.0м. наблюдается перегиб кривой термометрии и термокондуктивного дебитомера, связанный с уходом жидкости в пласт. Нарушений экс. колонны в интервале исследования не выявлены. Вследствие отсутствия зумфа скважины, герметичность искусственного забоя определить невозможно. По результатам обработки ИННК кровельная часть коллектора, приуроченного к интервалу перфорации 784,0-794,0м. оценен как остаточнеонефтенасыщенный. Подошва коллектора 787,0-792м. – обводнена с присутствием УВ.		
					ГК	0.0-792.6м.	1:500				
					ЛМ	0.0-792.6м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-792.6м.	1:500				
					РИС	0.0-792.6м.	1:500				
					Ман	0.0-792.6м.	1:500				
					СТД	713.9-792.6м	1:500				
					ИННК	600.0-792.0 м..	1:200				
33	Северный Жолдыбай	50	нагн	12.05.2015г	ТМ	0.0-686.6	1:500	617.0-619.0м, 642.0-644.0м, 644.0-646.0м, 649.0-654.0м	Максимальный доход приборов составил - 686.6м. Фактические интервалы перфорации по данным Локатора муфт отбиваются в интервалах 616,7-618,2м. 644,5-647,3м. 649.0-654.0м. По показаниям ЭМДС фактический интервал перфорации слабо прослеживается в интервале 616.7-618.2м. По данным термометрии против верхнего фактического интервала отмечается резкий перегиб, характеризующий уход жидкости в пласт. Заявленные интервалы перфорации 644.4-647.0м, 649.0-654.6м как работающие не отмечаются. Нарушения экс.колонны и других заколонных перетоков в интервале исследования не выявлены. По данным записи АКЦ отмечается что качество цементажа в целом удовлетворительное. Из-за отсутствия записи в статическом режиме определить герметичность забоя невозможно.		
					ГК	0.0-686.6	1:500				
					ЛМ	0.0-686.6	1:500				
					ВЛГ	0.0-686.0	1:500				
					РИС	0.0-686.6	1:500				
					МН	0.0-686.6	1:500				
					СТД	583.4-686.6	1:500				
					АКЦ	8.7-687.0	1:500				
					ЭМДС	6.6-687.3	1:500				
34	Северный Жолдыбай	11	эксп л	04.06.2015г	ГК	10-656.3м	1:500	638-641м	Максимальный доход скважинных приборов составил - 656,3.0м. Верхняя часть интервала приемистости (636.4-638.0) обусловлена нарушением целостности.		КРС ОВП+устран негерм,
					Локатор муфт	10-656.3м	1:500				
					Термометрия	10-656.3м	1:500				

					СТИ	10-656.3м	1:500		Предполагаемые интервалы износа и нарушений целостности эксплуатационной колонны по данным ЭМДС 629,5-638м. Заколонные перетоки не выявлены. РГХА - радиогеохимическая аномалия (эффект). Отмечается по увеличению текущих показаний ГК относительно показаний в необсаженном стволе. В общем случае наличие РГХА связывают с прохождением фронта воды по пласту. В пределах перфорированных пластов в интервалах 638.0 – 641.0 м следует учитывать влияние жидкости глушения скважины на ближнюю зону пласта.		перфорация спецотверстия
					Барометрия	10-656.3м	1:500				
					Расходомерия	10-656.3м	1:500				
					Резистивиметрия	10-656.3м	1:500				
					Влагометрия	10-656.3м	1:500				
					ИНГК	400.0-659.0м	1:200				
					АКЦ	39.1-653.5м	1:500				
					ЭМДС	0.4-411м	1:500				
35	Северный Жолдыбай	33	эксп л	23.08.2015г	ТМ	4.3-722.5	1:500	630.0- 641.0м.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 722.5м. По данным Локатора муфт Заявленный интервал перфорации не сбивается. По данным термометрии против кровельной части интервалов перфорации 641.0-644.0м. отмечается ярко – выраженный перегиб кривой, связанный с уходом жидкости в пласт. По данным записи АКЦ отмечается, что качество цементации в целом удовлетворительное. По данным ЭМДС в интервале 630.8-635.9м. четко отмечается фактический интервал перфорации. По результатам обработки кровельная часть коллектора, приуроченного к интервалу перфорации 630.0-641.0м – остаточнонефтенасыщенна. Подошвенная часть в интервале 640.2-641.1м. по данным ИННК обводнена. Характеристика срединной части коллектора неоднозначна. Возможно имеет место уплотненные песчаники. Забой скважины герметичен.		
					СТИ	599.6-722.5	1:500				
					ГК	4.0-722.5	1:500				
					ЛМ	4.0-722.5	1:500				
					МН	4.3-722.5	1:500				
					РИС	4.3-722.5	1:500				
					ЭМДС	3.3-723.0	1:500				
					АКЦ	30.7-722.5	1:500				
					ИННК	400.0-забой	1:200				
36	Северный Жолдыбай	43	эксп л	09.06.2015г	ГК	0-657,2м	1:500	638-640м.; 650-651м.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 657,2м. 655-656м. - обусловлен недостаточной герметичностью ранее изолированного интервала перфорации. Предполагаемые интервалы износа и нарушений целостности эксплуатационной колонны по данным МИД-К (ЭМДС) 617-635,5м. заколонные перетоки не выявлены. В связи с отсутствием необходимых данных открытого ствола (Кп, Кнг, АК не удовлетворительного качества, ГК-п, в интервале 400.0-500.0 м данные в необсаженном стволе отсутствуют) интерпретация выполнена на качественном уровне, по этой же причине не представляется возможным сделать однозначные выводы по отдельным участкам разреза скважины, характеризующимся повышенными значениями ТAU. В пределах перфорированных пластов в интервалах 638.0-640,0,	КРС Нараш цем. кольца допростр. ОВП	
					Локатор муфт	0-657,2м	1:500				
					Термометрия	0-657,2м	1:500				
					СТИ	0-657,2м	1:500				
					Барометрия	0-657,2м	1:500				
					Расходомерия	0-657,2м	1:500				
					Резистивиметрия	0-657,2м	1:500				
					Влагометрия	0-657,2м	1:500				
					ИНГК	400-657,2	1:200				
					АКЦ	7-657,2	1:500				

					МИД (ЭМДС)	5-657,2	1:500		650.0-651.0 м следует учитывать влияние жидкости глушения скважины на ближнюю зону пласта.		
37	Северный Жолдыбай	31	эксп л	25.07.2015г	ТМ	4.3-657.0	1:500	641.0-644.0м.	В интервалах: 423.2-437.7м. по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечаются заколонное движение жидкости в неперфорированном интервале в статическом режиме. По данным термометрии против подошвенной части интервалов перфорации 641.0-644.0м. отмечается ярко – выраженный перегиб кривой, связанный с уходом жидкости в пласт. Ниже интервала перфорации по показаниям термометрии, записанных в разных режимах, наблюдается заколонный переток закачанной жидкости вниз. По данным записи АКЦ отмечается, что качество цементаж в целом удовлетворительное. По данным ЭМДСТ в интервале 641.0-643.8м. четко отмечается фактический интервал перфорации, а также в интервалах: 623.6-627.4м.; 629.7-640.6м.; 644.2-647.3м.; 650.7-653.8м. отмечаются, возможно, ранее перфорированные и изолированные интервалы перфорации. По результатам обработки коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 641,0-644,0м. по данным ИННК остаточнонефтенасыщен. Забой скважины герметичен.		
					ГК	3.0-657.0	1:500				
					ЛМ	3.0-657.0	1:500				
					МН	4.3-657.0	1:500				
					РИС	4.3-657.0	1:500				
					ЭМДС	43.9-657.0	1:500				
					АКЦ	5.0-657.0	1:500				
					ИННК	395.0-654.0	1:200				
38	Северный Жолдыбай	65	эксп л	11.07.2015г	ТМ	0.0-660.2м.	1:500	626.0-635.0м., 637.0-638.0м., 639.5-641.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 660.2м. По данным Локатора муфт интервал перфорации 626.0-635.0м отмечается согласно заявленному. По данным ЭМДСТ фактические интервалы перфорации отбиваются согласно заявленным. Водонефтяной раздел (ВНР) по данным влагометрии был отмечен на отметке глубины 322.3м. По данным термометрии против срединной части верхнего интервала перфорации 626.0-635.0м. отмечается перегиб кривой характеризующий работу приточного пласта. Против нижних интервалов перфорации 637.0-638.0м.,639.5-641.0м. по показаниям термометрии аномалий не отмечено. По данным термокондуктивной дебитометрии против нижнего интервала перфорации отмечается резкий перегиб кривой, характеризующий излив жидкости из пласта. Ниже интервала перфорации на глубине 642,2м. по перегибу кривой термометрии можно судить о негерметичности колонны. Из-за отсутствия записи в статическом режиме определить герметичность забоя невозможно. Подошвенная часть коллектора, пруроченного к интервалу перфорации 626.0-635.0м по данным ИННК отмечен как обводненный с присутствием УВ. Подошвенная часть коллектора, приуроченного к		
					ГК	0.0-660.2м.	1:500				
					ЛМ	0.0-660.2м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-660.2м.	1:500				
					РИС	0.0-660.2м.	1:500				
					Ман	0.0-660.2м.	1:500				
					СТД	588.3-660.2м.	1:500				
					КЕДР-АКТ-60	73.1-660.1м.	1:500				
					ИНГК-43	400,0-660.0м.	1:200				
					ЭМДС-МП	7.1-663.8м	1:500				

									интервалу перфорации 639.5-641.0м. обводнена с присутствием УВ.		
39	Северный Жолдыбай	32	эксп л	12.11.2015г	ТМ	0.0-657.5м.	1:500	636.0-643.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 657.5м. Интервал перфорации 636.0-643.0м по ЛМ четко не отбивается. Против подошвенной части заявленного интервала перфорации 636.0-643.0м, наблюдается резкий перегиб кривой термометрии и термокондуктивного дебитомера, связанный с уходом жидкости в пласт. Нарушений герметичности колонны в интервале исследования не выявлено. По отсутствию разницы показаний температуры на забое между статическим и динамическом режиме – забой скважины герметичен. По результатам обработки ИННК коллектор, приуроченный к кровельной части интервала перфорации обводнен. Против серединной части насыщение коллектора не отмечается (по ГК высокоглинистый). В подошвенной части интервала перфорации по данным ИННК наблюдается коллектор остаточнонефтенасыщенный. Присутствие уплотненных участков по данным АК откр.ствола в данном коллекторе не отмечено		
					ГК	0.0-657.5м.	1:500				
					ЛМ	0.0-657.5м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-657.5м.	1:500				
					РИС	0.0-657.5м.	1:500				
					Ман	0.0-657.5м.	1:500				
					СТД	597.5-657.5м.	1:500				
					ЭМДС	2.9-660.6м	1:500				
					АКЦ	18.9-658.8м.	1:500				
					ИННК	400.0-забой.	1:200				
40	Северный Жолдыбай	7н	эксп л	26.04.2015	ТМ	0.0-650.0м.	1:500	637.0-643.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 650.0м. По показаниям Локатора муфт заявленный интервал перфорации отмечается в интервале 638.0-644.1м. В интервалах: 340.5-345.8м., 429.0-434.8м. по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. По результатам исследований перегиб кривой термометрии и термокондуктивного дебитомерпротив подошвенной части интервала перфорации 637.0-643.0м. связан с уходом закаченной жидкости. Вследствии отсутствия зумпфа скважины герметичность искусственного забоя скважины и заколонные перетоки ниже интервала перфорации определить невозможно. По результатам обработки ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации оценен как обводненный.		
					ГК	0.0-650.0м.	1:500				
					ЛМ	0.0-650.0м.	1:500				
					СТИ	584.0-650.0м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-650.0м.	1:500				
					РИС	0.0-650.0м.	1:500				
					Ман	0.0-650.0м.	1:500				
					АКЦ	17.7-648.6м.	1:500				
					ЭМДС	4.1-653.1м	1:500				
					ИННК	400-670м	1:200				
41	Алтыкуль	44	эксп л	09.04.2015г	ТМ	1.7-721.4м	1:500	579.0-583.0м., 683.0-685.0м., 706.0-707.0м.	По данным ЭМДСТ фактические интервалы перфорации отмечаются в границах 579.4-580.0м., 681.0-684.0м. нижний интервал перфорации не отбивается. По показаниям термокондуктивной дебитометрии и резистивиметрии в интервалах 703.4м., наблюдается ярко – выраженный перегиб кривой, связанный с уходом жидкости в место нарушения изоляции колонны,		
					ГК	1.7-721.4м	1:500				
					ЛМ	1.7-721.4м	1:500				
					ВЛГ	1.7-721.4м	1:500				

					РИС	1.7-721.4м	1:500		отмеченная в фоновом режиме. Против заявленных интервалов перфорации аномалии, характеризующие работу пластов не наблюдается, скорее всего вследствие интенсивного переноса тепла вниз к месту негерметичности. Коллектора приуроченные к интервалам перфорации 683-685м, 706-707м по данным ИННК обводнены. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 579-583м. по данным ИННК обводнен с присутствием УВ. По отсутствию разницы показаний температуры на забое между двумя режимами исследований на момент исследований - забой скважины герметичен.		
					Ман	1.7-721.4м	1:500				
					ЭМДС	3.1-728.4	1:500				
					АКЦ	32.8-721.5м.	1:500				
					ИННК	220.0-725,0м.	1:200				
42	Алтыкуль	161	эксп л	24.04.2015г	ТМ	3.2-571.2 3.6-571.2	1:500	549.0- 553.0м.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 571.2м. Интервал перфорации по данным ЛМ отмечается в интервале 551.3-555.3м. По данным термометрии и термокондуктивному дебитометрии против интервала перфорации 549.0-553.0м., отмечается перегиб кривой, характеризующий подошву работающего интервала. По результатам исследования работающий интервал приурочен к кровельной части фактического интервала перфорации 551.3-555.3м. Подошвенная часть фактического интервала перфорации не работает. В интервалах: 238.0-256.0м.; 304.3-308.4м. по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. По показаниям ЭМДС в интервале 548.8-555.4м. прослеживается фактически интервал перфорации. По результатам термометрии записанных в 2-х режимах, забой скважины герметичен. Кровельная часть коллектора приуроченные к интервалу перфорации 549.0-553.0м., уплотнена. Подошвенная часть – остаточнефтенасыщенна с присутствием снизу пластовой воды.		Силами НГДУ дополнительн. прострел
					ГК	2.0-571.2	1:500				
					ЛМ	2.0-571.2	1:500				
					СТИ	502.0-571.2	1:500				
					ВЛГ	3.2-571.2 3.6-571.2	1:500				
					РИС	3.2-571.2 3.6-571.2	1:500				
					Ман	3.2-571.2 3.6-571.2	1:500				
					ЭМДС	3.2-571.2	1:500				
					АКЦ	64.5-571.4	1:500				
					ИННК 1	210.0-410.0	1:200				
					ИННК 2	500.0-572.0	1:200				
43	Алтыкуль	108	эксп л	07.08.2015г	ГК	0,0-719,2	1:500	688,6-690м, 691-692,6м, 697,6- 698,8м, 706,4-708,4	Максимальный доход прибора по каротажу составляет 719.2 м. Уровень жидкости в стволе скважины в фоновом режиме отмечается на глубине 337.2 м. ВНР в стволе скважины наблюдается на глубине 504.5 м. В интервалах 534.6-536.8 м, 556.4-559.2 м, 641.8-656.2 м, 680.0-681.0 м, 687.5-693.4 м, 696.0-698.0 м, 707.0-708.2 м по данным ГК (увеличение текущих показаний ГК относительно показаний в необсаженном стволе) отмечается наличие РГХА (радиогеохимическая аномалия). В общем случае наличие РГХА связывают с прохождением фронта воды по пласту, однако, видоизменению кривой ГК могут способствовать и иные причины, в частности		
					Локатор муфт	0,0-719,2	1:500				
					Термометрия	0,0-719,2	1:500				
					СТИ	0,0-719,2	1:500				
					Барометрия	0,0-719,2	1:500				
					Расходомерия	0,0-719,2	1:500				
					Резистивиметр ия	0,0-719,2	1:500				
					Влагометрия	0,0-719,2	1:500				

					ИНГК	200-719,2	1:200		технологические. Заколонные перетоки не выявлены. Забой герметичен. Перфорация по данным ЛМ и ЭМДС подтверждается в интервалах 688.0-689.4 м, 690.4-692.0 м, 696.9-698.1 м, 706.4-708.4 м.		
					АКЦ	60-719,2	1:500				
					ЭМДС	3-719,2	1:500				
44	Алтыкуль	106	эксп л	02.09.2015г	ТМ	6.7-703.7 7.5-703.7	1:500	695.0- 697.0м.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 703.7м. Интервал перфорации по данным ЛМ из-за изрезанности кривой четко не отмечается. По данным термометрии против интервала перфорации 695.0-697.0м., отмечается незначительный перегиб кривой, характеризующий слабый уход жидкости в пласт. Вследствии малого зумпфа скважины охарактеризовать призабойную зону на предмет негерметичности забоя и загрязнения затруднительно. Не исключаем, что уход жидкости также может приурочен к месту ниже интервала перфорации. Других нарушений целостности экс. колонны на текущий момент исследований выше интервала перфорации не выявлено. По показаниям ЭМДСТ в интервале 693.6-695.0м. прослеживается, возможно ранее перфорированный интервал перфорации. По результатам данных ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации обводнен с присутствием УВ. Вследствии плохого качества кривых ГК, НГК и КС обработка проведена на качественном уровне с привязкой по глубине по ПС.		
					СТИ	652.5-703.7	1:500				
					ГК	6.4-703.7	1:500				
					ЛМ	6.4-703.7	1:500				
					ВЛГ	6.7-703.7 7.5-703.7	1:500				
					РИС	6.7-703.7 7.5-703.7	1:500				
					Ман	6.7-703.7 7.5-703.7	1:500				
					ЭМДС	6.2-704.0	1:500				
					АКЦ	8.3-704.3	1:500				
					ИННК	200.0- забой	1:200				
45	Алтыкуль	115	эксп л	10.09.2015г	ГК	4.0-737.0	1:500	699.0- 701.0м, 704.0- 708.0м, 707.0- 709.0м.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 737.0м. По данным Локатора муфт границы фактических интервалов перфорации отбиваются не четко. По показаниям ЭМДСТ фактические интервалы перфорации прослеживаются в интервале 701.6-704.2м, 709.8-711.5м. По данным ЭМДСТ в интервале 715.2-716.5м. отмечается ранее перфорированный интервал. Против интервалов перфорации по данным термометрии уход жидкости в заявленные интервалы не наблюдается, связано скорее всего с интенсивным уходом жидкости через негерметичность эксплуатационной колонны на глубине 715.7м. Аномалия по кривой термометрии на глубине 715.7м., характеризует негерметичность колонны, возможно связано с нарушением изоляции ранее перфорированных интервалов. Забой скважины герметичен. Качество цементирования в интервале исследования отмечается как неудовлетворительное. По результатам обработки коллектора, приуроченные к интервалам перфорации обводнены с присутствием УВ.		
					ЛМ	4.0-737.0	1:500				
					ТМ	4.0-737.0	1:500				
					ВЛГ	4.0-737.0	1:500				
					РИС	4.0-737.0	1:500				
					МН	4.0-737.0	1:500				
					ЭМДС	3.8-737.0	1:500				
					АКЦ	24.4-736.0	1:500				
					ИННК	200.0-738.0	1:200				
46	Кошкар	106	эксп л	02.11.2015г	ТМ	0.0-711.2м.	1:500	619.0- 623.0м.,	Максимальный доход скважинного прибора составил – 711.2м. По показаниям Локатора муфт заявленные		
					ГК	0.0-711.2м.	1:500				

					ЛМ	0.0-711.2м.	1:500	650.0-654.0м, .686.0-690.0м., 700.0-704.0м..	интервалы перфорации четко не отмечаются. По данным ПС РГХА выявить не представляется возможным. По результатам исследований интервалы перфорации 619.0-623.0м 650.0-654.0м работой не отмечен, возможно вследствие интенсивного ухода закачанной жидкости в нижние интервалы перфорации. Перегиб кривой термометрии против подошвенной части интервала перфорации 686.0-690.0м характеризует уход жидкости в пласт. Резкий перегиб кривой термометрии против серединной части интервала перфорации 700.0-704.0м. связан также с уходом жидкости в пласт. Вследствие малого зумфа скважины, герметичность искусственного ствола определить невозможно. По результатам обработки ИННК коллектора, приуроченные к интервалам перфорации 686,0-690,0м и 700,0-704,0м. обводнены со слабым присутствием УВ.		
					СТИ	576.9-711.2м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-711.2м.	1:500				
					РИС	0.0-711.2м.	1:500				
					Ман	0.0-711.2м.	1:500				
					АКЦ	375.5-708.5м	1:500				
					ЭМДС	1.5-718.4м	1:200				
					ИННК	270.0-430.0м. 605,0-забой.	1:200				
47	Кошкар	108	эксп л	16.06.2015г	ТМ	/0.3-704.7	1:500	614.0-629.0м.; 640.0-650.0м.; 688.0-694.0м.	Максимальный доход скважинных приборов составил - 704.7м. По ЛМ интервалы перфорации отмечаются не четко. По результатам исследований интенсивный уход жидкости приурочен к подошвенной части интервала перфорации 688.0-694.0м. Верхние интервалы перфорации отмечены слабым уходом закачанной жидкости. По данным записи АКЦ отмечается, что качество цементации в целом удовлетворительное. По показаниям ЭМДС в интервале 641.5-652.5м. отмечается интервал перфорации. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 640.0-650.0м. по данным ИННК обводнен с присутствием УВ. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 688.0-694.0м. по данным ИННК - подошва обводнена. Коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 614.0-629.0м. по данным ИННК остаточнонефтенасыщенный. Подошва обводнена с присутствием УВ. Забой скважины герметичен.		
					ГК	0.3-704.7	1:500				
					ЛМ	0.3-704.7	1:500				
					ВЛГ	0.3-704.7	1:500				
					РИС	0.3-704.7	1:500				
					Ман	0.3-704.7	1:500				
					ЭМДС	2.1-704.7	1:500				
					АКЦ	346.4-704.5	1:500				
					ИННК	300.0-450.0 580.0-703.0	1:200				
48	Байчунас	370	эксп л	22.11.2015г	ТМ	0.0-190.0м.	1:500	103.0-107.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 190.0м. По показаниям Локатора муфт заявленный интервал перфорации четко не отбивается. По результатам исследований аномалии характеризующая работу пласта не выявлено. По разнице показаний температуры (0.8 град.) на забое между двумя режимами забой скважины не герметичен	Дополнительный перфорация	
					ГК	0.0-190.0м.	1:500				
					ЛМ	0.0-190.0м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-190.0м.	1:500				
					РИС	0.0-190.0м.	1:500				
					Ман	0.0-190.0м.	1:500				
					АКЦ	3.1-189.1м	1:500				
					ЭМДС	5.4-192.1м	1:500				

49	Карсак	58	эксп л	09.03.2015г	ТМ	1.4-315.0 2.3-315.0	1:500	316.0- 320.0м., 388.0- 392.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 315.0м. Интервал перфорации исследованиями ГИС не охвачены. Резкие изменения показаний температуры в интервале 170.0-230.0м. связано с фронтом движения закачанной жидкости. Нарушения герметичности экс.колонны в интервале исследования по результатам исследования не выявлены. По данным записи АКЦ отмечается, что качество цементации в целом хорошее. По разнице показаний температуры по данным термометрии (2.1град.) на забое записанных 2-х режимах, можно предположить, что забой скважины не герметичен.		
					ГК	1.4-315.0 2.3-315.0	1:500				
					ЛМ	1.4-315.0 2.3-315.0	1:500				
					СТИ	10.2-315.0	1:500				
					ВЛГ	1.4-315.0 2.3-315.0	1:500				
					РИС	1.4-315.0 2.3-315.0	1:500				
					МН	1.4-315.0 2.3-315.0	1:500				
					ЭМДС	0.6-316.5	1:500				
					АКЦ-ФКД	1.6-315.6	1:500				
50	Карсак	64	эксп л	01.04.2015г	ТМ	2.9-602.6м. 2.3-602.6м.	1:500	596.0- 598.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 604.2м. Фактический интервал перфорации по Локатору муфт и ЭМДСТ отбивается не четко. В интервалах 250.1-258.8м., 394.0-401.4м. по нарушению термоградиента кривой термометрии отмечается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. В статическом режиме на отметке глубины 568,4м. по данным термометрии и резистивиметрии выявлено нарушение герметичности колонны виде пропуска муфтового соединения. По результатам исследований против подошвы интервала перфорации по показаниям термометрии и термокондуктивной дебитометрии отмечается интенсивный уход жидкости в подошвенную часть пласта. Кровельная часть интервала перфорации не работает. Отмеченная негерметичность колонны в статическом режиме на глубине 568,4м. в динамическом режиме на наблюдается, вследствие интенсивного переноса тепла в интервал перфорации. По разнице показаний температуры на забое – забой скважины герметичен. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 596,0-598,0м по данным ИННК обводнен с присутствием УВ.		
					ГК	2.9-602.6м. 2.3-602.6м.	1:500				
					ЛМ	2.9-602.6м. 2.3-602.6м.	1:500				
					ВЛГ	2.9-602.6м. 2.3-602.6м.	1:500				
					РИС	2.9-602.6м. 2.3-602.6м.	1:500				
					МН	1.6-501.1м. 1.9-501.1м.	1:500				
					ЭМДС	0.6-606.4.	1:500				
					АКЦ		1:500				
					ИННК	155.0-507,0м.	1:200				
51	Карсак	55	эксп л	11.04.2015г	ГК	0.0-413.0	1:500	390.0- 394.0м	Максимальный доход скважинных приборов составил - 413.0 м. Фактический интервал перфорации по Локатору муфт четко не отбивается. По показаниям ЭМДСТ интервал перфорации прослеживается в интервале 386.8-392.0м. Уход жидкости приурочен к заявленному интервалу перфорации. Забой скважины герметичен.		
					ЛМ	0.0-413.0	1:500				
					ТМ	0.0-413.0	1:500				
					ВЛГ	0.0-413.0	1:500				
					РИС	0.0-413.0	1:500				

					МН	0.0-413.0	1:500		Качество цементирования в интервале исследования отмечается как удовлетворительное. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 390,0-394,0м. по данным ИННК обводнен со слабым присутствием УВ.		
					ЭМДС	3.2-414.0	1:500				
					АКЦ	6.1-414.0	1:500				
					ИННК	120.0 -413.0	1:200				
52	Карсак	322	нагн	17.05.2015г	ТМ	0-261	1:500	235-245м	Максимальный доход скважинного прибора составил – 261м. Интервал перфорации по показаниям Локатора муфт отмечается в интервале 233.8-243.7м. Против заявленного интервала перфорации 235-245м нарушение термоградиента свидетельствует об уходе жидкости в интервал перфорации. Ниже интервала перфорации по показаниям термометрии наблюдается заколонный переток закачанной жидкости вниз. В интервале 203.7-231.5м как в двух режимах отмечается нарушение термоградиента, связанное с движением жидкости в неперфорированном интервале. По данным записи АКЦ против интервала перфорации отмечается отсутствие сцепления цементного камня с колонной. В целом качество цементажа удовлетворительное. Нарушение целостности колонны в интервале исследования по результатам ГИС не выявлено. Забой герметичен.		
					ГК	0-261	1:500				
					ЛМ	0-261	1:500				
					ВЛГ	0-261	1:500				
					РИС	0-261	1:500				
					МН	0-261	1:500				
					АКЦ	13.8-261	1:500				
					ЭМДС	1.7-264.1	1:500				
53	Карсак	607	эксп л	15.05.2015г	ТМ	0.0-394.9м.	1:500	388.0-392.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 394.9м. Фактический перфорированный интервал по данным Локатора муфт отбивается не четко. В интервалах 129.0-146.1м., 242.6-251.4м., 316.5-329.4м. по данным термометрии наблюдается заколонное движение жидкости в неперфорированном интервале. На глубине 173.3м по показаниям термометрии отмечается негерметичность колонны, возможно связано с пропуском муфтового соединения. Перегиб кривой термометрии против подошвенной части интервала перфорации 388.0-392.0м., характеризует подошву рабочего интервала. Вследствии отсутствия зумпфа скважины герметичность текущего забоя определить невозможно. По данным ЭМДС фактический интервал перфорации отбивается в интервале 387.0-392.3м., в интервале 379.6-383.0м., отмечается сильное уменьшение толщины стенок колонны, возможно связанное с ранее перфорированным интервалом перфорации. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 288-392м по данным ИННК обводнен с присутствием УВ с Кнг-26,0%.		
					ГК	0.0-394.9м.	1:500				
					ЛМ	0.0-394.9м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-394.9м.	1:500				
					РИС	0.0-394.9м.	1:500				
					Ман	0.0-394.9м.	1:500				
					ЭМДС	0.4-397.3м.	1:500				
					АКЦ	21.1-394.7м	1:500				
					ИННК	160.0-200.0м 22,0-395,0м.	1:200				
54	Карсак	350	нагн	21.05.2015г	ТМ	0.0-515.8м.	1:500	491.0-494.0м.,	Максимальный доход скважинного прибора составил – 515.8м. Фактические перфорированные интервалы по		

					ГК	0.0-515.8м.	1:500	499.0-503.0м.	данным Локатора муфт отбиваются не четко. В интервалах 441.5-464.6м. по данным термометрии наблюдается заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. По результатам исследований в динамическом режиме после закачки слабый уход жидкости приурочен к интервалам перфорации 491.0-493.0м. и 499.0-503.0м. Подошвенная часть интервала перфорации 499.0-503.0м не работает. По данным термометрии в призабойной зоне на глубине 511,2м, возможно наблюдается негерметичность колонны. Между интервалами перфорации наблюдается межпластовый переток. Вследствии отсутствия зумпфа скважины и возможного присутствия негерметичности колонны в призабойной зоне герметичность текущего забоя определить затруднительно.		
					ЛМ	0.0-515.8м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-515.8м.	1:500				
					РИС	/	1:500				
					Ман	0.0-515.8м.	1:500				
					ЭМДС	4-521.4м.	1:500				
					АКЦ	1.3-514.8м	1:500				
55	Карсак	164	эксп л	03.05.2015г	ТМ	0.0-419.7м. 0.0-417.0м.	1:500	319.0-323.0м. 385.0-388.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 419.7м. Фактические перфорированные интервалы по данным Локатора муфт отбивается не четко. По результатам исследований против интервалов перфорации 319.0-323.0м. 385.0-388.0м наблюдается нарушение термоградиента, связанное с движением жидкости в прискважинной зоне. Ниже интервала префорации на глубине 302.9м. отмечается перегиб кривой термометрии, характеризующий негерметичность эксплуатационной колонны, в виде нарушения изоляции ранее перфорированного интервала. Негерметичность искусственного забоя можем только предполагать, вследствие различного максимального дохода записи при динамике и присутствия негерметичности колонны в призабойной зоне. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 319-323м. по данным ИННК нефтенасыщен. Коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 385-388м – обводнен	КРС ввод из БД (консерв фонда), ОВП, дополнительный перфорация	
					ГК	0.0-419.7м. 0.0-417.0м.	1:500				
					ЛМ	0.0-419.7м. 0.0-417.0м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-419.7м. 0.0-417.0м.	1:500				
					РИС	0.0-419.7м. 0.0-417.0м.	1:500				
					Ман	0.0-419.7м. 0.0-417.0м.	1:500				
					ЭМДС	0.4-421.7м	1:500				
					АКЦ	0.6-417.9м	1:500				
					ИННК	160.0-419,0м.	1:200				
56	Карсак	244	нагн	01.06.2015г	ГК	0.0-455.5	1:500	396.0-398.0м	Максимальный доход скважинных приборов составил - 508.6 м. Фактический интервал перфорации по Локатору муфт четко не отбивается. По показаниям ЭМДСТ интервал перфорации слабо прослеживается в интервале 395.3-402.3м. Нарушение целостности колонны по данным ЭМДСТ в интервале исследования не выявлены. Уход жидкости приурочен к заявленному интервалу перфорации. Ниже интервала перфорации возможно прослеживается заколонный переток жидкости вниз. В интервале 419,4-434,7м. по показаниям термометрии наблюдается заколонное движение жидкости в неперфорированном интервале. Из-за разных доходов		
					ЛМ	0.0-455.5	1:500				
					ТМ	0.0-455.5 0.0-508.6	1:500				
					ВЛГ	0.0-455.5 0.0-508.6	1:500				
					РИС	0.0-455.5 0.0-508.6	1:500				
					МН	0.0-455.5 0.0-508.6	1:500				

					ЭМДС	4.4-458.2	1:500		скважинных приборов, герметичность забоя определить невозможно. Качество цементирования в интервале исследования отмечается как удовлетворительное.		
					АКЦ	43.0-508.3	1:500				
57	Карсак	98	эксп л	18.06.2015г	ТМ	0.0-318.2м	1:500	226.0- 245.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 318.2м. Фактический перфорированный интервал по данным Локатора муфт отбивается не четко. По результатам исследований против подошвы интервала перфорации 226.0-245.0м. отмечается резкий перегиб кривой термометрии, связанный с уходом жидкости в подошвенную часть интервала. По отсутствию разницы показаний температуры на забое между двумя режимами исследований на момент исследований - забой скважины герметичен. Ниже интервала перфорации 226.0-245.0м, отмечается заколонный переток закачанной жидкости вниз. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 226-245м по данным ИННК нефтенасыщен. Подошва коллектора остаточнеофтенасыщенна с ВНК на глубине 288,8м. Высокая обводненность приточной жидкости при разработке обусловлена поступлением пластовой воды с низлежащих водонасыщенных пластов	КРС Переход на нижеlež горизонт, устранение негерм.экс. колонны	
					ГК	0.0-318.2м	1:500				
					ЛМ	0.0-318.2м	1:500				
					ВЛГ	0.0-318.2м	1:500				
					РИС	0.0-318.2м	1:500				
					Ман	0.0-318.2м	1:500				
					СТИ	177.8-270.6м.	1:500				
					ЭМДС	0.8-317.2м	1:500				
					АКЦ	5.9-317.7м.	1:500				
					ИННК	130,0-315,0м.	1:200				
58	Карсак	86	эксп л	22.06.2015г	ТМ	0-406.2	1:500	395-397м	Максимальный доход скважинного прибора составил – 406.2м. Интервал перфорации по показаниям Локатора муфт четко не отбивается. Против заявленного интервала перфорации 395-397м нарушение термоградиента, характеризующий уход жидкости в подошвенную часть интервала перфорации. Ниже интервала перфорации наблюдается заколонный переток закачанной жидкости вниз. В интервалах: 198-199м, 364-364.8м, 371,8-372,4м, 380,9-381,8м отмечаются дефекты колонны, характер которых затруднительно охарактеризовать. В интервалах 190.5-203.2м отмечается движение жидкости в неперфорированных интервалах. Не исключаем, что в данном интервале может быть присутствие негерметичности колонны. По данным записи АКЦ отмечается, что качество цементажа в целом хорошее. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 395,0-397,0м по данным ИННК обводнен с незначительным присутствием УВ. Забой герметичен.	Силами НГДУ дополнительн. прострел	
					ГК	0-406.2	1:500				
					ЛМ	0-406.2	1:500				
					ВЛГ	0-406.2	1:500				
					РИС	0-406.2	1:500				
					МН	0-406.2	1:500				
					АКЦ	15.9-404.9	1:500				
					ЭМДС	4.3-408.8	1:500				
					ИННК	155.0-406.0	1:200				
59	Карсак	41	эксп л	26.06.2015г	ТМ	1.2-675.8 1.3-675.8	1:500	228.0- 233.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 677.0м. По данным ЛМ интервал перфорации 228.0-233.0м. отмечается согласно Заявленному. По данным термометрии против интервала перфорации 228.0-233.0м. отмечается перегиб кривой, связанные с уходом жидкости в пласт. По термометрии записанных в 2-х	КРС Переход на нижеlež горизонт. Устранение негерм	
					ГК	0.0-675.8	1:500				
					ЛМ	0.0-675.8	1:500				
					ВЛГ	1.2-675.8 1.3-675.8	1:500				

					РИС	1.2-675.8 1.3-675.8	1:500		режимах на глубине 664.8м. наблюдается перегиб кривой, характеризующий негерметичность колонны. По полученным данным в интервалах: 595.9-596.5м.; 648.4-649.0м.; 663.5-664.3м. по данным ЭМДСт наблюдаются уменьшение экс.колонны. По данным ЭМДСТ на отметке глубины 664.0м. отмечается интервал, характеризующий возможно интервал перфорации. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 228.0-233.0м по данным ИННК нефтенасыщен. Вследствии присутствия негерметичности колонны в призабойной зоне определить герметичность текущего забоя затруднительно.	экс.колонны, ввод из БД (консерв фонда), ОВП	
					МН	1.2-675.8 1.3-675.8	1:500				
					ЭМДС	1.6-676.0	1:500				
					АКЦ-ФКД	36.7-675.0	1:500				
					ИННК	170.0-677.0	1:200				
60	Карсак	367	эксп л	23.07.2015г	ТМ	0.0-508 0.4-508.0	1:500	489.0-493.0м.; 499.0-501.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 508.0м. По данным ЛМ интервалы перфорации 489.0-493.0м.; 499.0-501.0м. на фоне загрязненности стенок колонны не отмечаются. В интервалах: 248.7-254.3м.; 363.3-368.0м.; 400.8-407.2м. по нарушению термоградиента по данным термометрии отмечаются заколонное движение жидкости в неперфорированных интервалах. По данным термометрии и резистивиметрии против кровельной части интервала перфорации 489.0-493.0м. отмечается резкий перегиб кривой, связанные с уходом жидкости в пласт. Из-за некачественной записи кривых ЭМДСт, обработке не подлежит. По данным записи АКЦ отмечается, что качество цементационного раствора хорошее. По результатам обработки ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 499.0-501.0м., оценен как обводненный. Коллектор приуроченный к интервалу перфорации 489.0-493.0м. по данным ИННК – обводнен с присутствием УВ.		
					ГК	0.0-508.0	1:500				
					ЛМ	0.0-508.0	1:500				
					ВЛГ	0.0-508.0 0.4-508.0	1:500				
					РИС	0.0-508.0 0.4-508.0	1:500				
					МН	0.0-508 0.4-508.0	1:500				
					АКЦ-ФКД	35.7-508.0	1:500				
					ИННК	155.0-508.0	1:200				
61	Карсак	270	эксп л	14.08.2015г	ГК	0,0-427,9	1:500	393-402м	Максимальный доход прибора по каротажу составляет 427.9 м. Уровень жидкости в стволе скважины в фоновом режиме отмечается на глубине 33.3 м. В стволе скважины с глубины 426.2 м и до забоя присутствует осадок. Заколонные перетоки не выявлены. Забой герметичен. Перфорация по данным ЛМ и ЭМДС частично подтверждается в интервале 395.6-397.2 м. По данным комплекса ГИС приемистость отмечается в интервалах 366.0-368.2 м, 395.6-398.6 м. Интервал 366.0-368.2 м по результатам режима долива выделяется как принимающий, однако по данным ЭМДС нарушение целостности эксплуатационной колонны однозначно не выделяется. В связи с отсутствием необходимых данных открытого ствола (БК, НК, АК, ГТК-п, Кп, Кнг) интерпретация выполнена на качественном уровне, по		
					Локатор муфт	0,0-427,9	1:500				
					Термометрия	0,0-427,9	1:500				
					СТИ	0,0-427,9	1:500				
					Барометрия	0,0-427,9	1:500				
					Расходомер	0,0-427,9	1:500				
					Резистивиметрия	0,0-427,9	1:500				
					Влагометрия	0,0-427,9	1:500				
					ИНГК	160-427,9	1:200				

					АКЦ	0,0-427,9	1:500		этой же причине не представляется возможным сделать однозначные выводы по отдельным участкам разреза скважины, характеризующимся повышенными значениями ТАУ. В пределах перфорированного пласта в интервале 393.0-402.0 м следует учитывать влияние жидкости глушения скважины на ближнюю зону пласта. По данным ИНГК пласт в интервале 391.4-400.0 м оценивается как обводненный. Текущий ВНК находится на глубине 247.2 м.		
					МИД (ЭМДС)	0,0-427,9	1:500				
62	Карсак	87	эксп л	17.11.2015г	ТМ	0.0-408.0м.	1:500	381.0-390.0м, 400.0-402.0м	Максимальный доход скважинного прибора составил – 408.0м. Интервалы перфорации по показаниям Локатора муфт четко не отбиваются. Нарушение термоградиента по показаниям термометрии в интервале 244.5-254.0м связано с заколонным движением жидкости в неперфорированных интервалах. По результатам ГИС против серединой части верхнего интервала перфорации 381.0-390.0м отмечается перегиб кривой, характеризует работу коллектора. Нижний интервал перфорации 400.0-402.0м., по показаниям ГИС не работает. Нарушение целостности колонны в интервале исследования по результатам ГИС не выявлено. Вследствии малого зумфа скважины герметичность искусственного забоя определить невозможно. Фактические интервалы перфорации по данным ЭМДСТ отмечаются в интервале 380.0-387.0 м., нижний интервал перфорации не отбивается. По результатам обработки ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 381.0-390,0м., оценены как обводненный. Коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 400,0-402,0м. по данным ИННК характеризуется как коллектор со слабыми признаками УВ.		
					ГК	0.0-408.0м.	1:500				
					ЛМ	0.0-408.0м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-408.0м.	1:500				
					РИС	0.0-408.0м.	1:500				
					МН	0.0-408.0м.	1:500				
					АКЦ	3.8-408.0м	1:500				
					ЭМДС	1.5-413.1м.	1:500				
					ИННК	140.0-забой.	1:200				
63	Карсак	70	эксп л	07.12.2015г	ТМ	1.0-408.6	1:500	389.0-393.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 408.6м. По данным ЛМ интервал перфорации 389.0-393.0м. на фоне загрязненности стенок колонны не отмечается. При фоновой записи термометрии против подошвенной части интервала перфорации 389.0-393.0м., отмечается ярко-выраженная аномалия, связанное с работой пласта. По данным записи АКЦ отмечается, что качество цементаж в целом удовлетворительное. В интервале 389.9-394.5м. по данным ЭМДСт отмечается фактический интервал перфорации. По результатам обработки ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 389.0-393.0 - обводнен. Забой скважины герметичен.		
					ГК	0.0-408.6	1:500				
					ЛМ	0.0-408.6	1:500				
					ВЛГ	1.0-408.6	1:500				
					РИС	1.0-408.6	1:500				
					МН	1.0-408.6	1:500				
					АКЦ-ФКД	2.2-407.5	1:500				
					ЭМДС	.8-408.5	1:500				
					ИННК	160.0-410.0	1:200				

64	Карсак	227	эксп л	11.12.2015г	ТМ	0.0-404,3м.	1:500	335.0- 340.0м., 390.0- 396.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 403.8м. По показаниям Локатора муфт заявленные интервалы перфорации отбиваются в интервалах 334,1-340,3м.,390,0-396.5м. По показаниям ПС определить радиогеохимическую аномалию (РГХА) не возможно. По результатам исследований против срединной части верхнего фактического интервала перфорации 334,1-340,3м. наблюдается перегиб кривой термометрии, связанный с уходом жидкости в пласт. Против нижнего фактического интервала перфорации 390,0-396.5м. аномалии, характеризующая работу пласта не отмечается. Вследствии отсутствия зумфа скважины герметичность искусственного забоя определить невозможно. По данным ЭМД фактические интервалы перфорации отбиваются в интервалах 334,0-339.5м.,390.5-396.5м. По результатам обработки ИННК коллектора, приуроченные к интервалам перфорации 335-340м,390-396м обводнены.		
					ГК	0.0-404,3м.	1:500				
					ЛМ	0.0-404,3м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-404,3м.	1:500				
					РИС	0.0-404,3м.	1:500				
					Ман	0.0-404,3м.	1:500				
					СТИ	316.7-404,3м.	1:500				
					АКЦ	20.6-402.8м.	1:500				
					ЭМДС	2.2-406.4м	1:500				
					ИННК	155.0-404.0 м.	1:200				
65	Карсак	237	эксп л	11.12.2015г	ТМ	0.0-446.9м.	1:500	394.0- 399.5м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 446.9м. По показаниям Локатора муфт заявленный интервал перфорации четко не отбивается. По результатам исследований против подошвенной части заявленного интервала перфорации 394.0-399.5м. наблюдается перегиб кривой термометрии, связанный с уходом закаченной жидкости в пласт. По разницы показаний температуры (0.1 град.) на забое между двумя режимами забой скважины герметичен. По данным ЭМД фактический интервал перфорации отбивается в интервале 395.9-399.2м. По результатам обработки ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 394,0-399,5м., оценен как обводненный со слабым присутствием УВ.		
					ГК	0.0-446.9м.	1:500				
					ЛМ	0.0-446.9м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-446.9м.	1:500				
					РИС	0.0-446.9м.	1:500				
					Ман	0.0-446.9м.	1:500				
					СТИ	339.4-446.9м.	1:500				
					АКЦ	4.7-446.7м.	1:500				
					ЭМДС	0.9-449.0м	1:500				
					ИННК	160.0-446.0 м	1:200				
66	Карсак	104	эксп л	13.12.2015г	ТМ	0.0-421.4м.	1:500	397.0- 400.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 421.4м. По показаниям Локатора муфт заявленный интервал перфорации отбивается в интервале 397.6-400.2м. По результатам исследований против подошвенной части фактического интервала перфорации 397.6-400.2м.наблюдается перегиб кривой термометрии, связанный с уходом закаченной жидкости в пласт. По разницы показаний температуры (3.0град.) на забое между двумя режимами забой скважины негерметичен. В условиях негерметичности забоя заколонный переток ниже интервалов перфорации определить затруднительно. По результатам обработки ИННК коллектора, приуроченные к интервалам перфорации		
					ГК	0.0-421.4м.	1:500				
					ЛМ	0.0-421.4м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-421.4м.	1:500				
					РИС	0.0-421.4м.	1:500				
					Ман	0.0-421.4м.	1:500				
					СТИ	381.6-421.4м.	1:500				
					АКЦ	20.9-421.7м.	1:500				
					ЭМДС	3.3-423.8м	1:500				

					ИННК	154.0-421.0 м	1:200		397-400м., обводнен.		
67	Карсак	364	эксп л	15.12.2015г	ТМ	0.0-405.4м.	1:500	388.0- 396.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 405.4. По показаниям Локатора муфт заявленный интервал перфорации четко не отбивается. Резкий перегиб кривой термометрии против подошвы заявленного интервала перфорации 388.0-396.0м. свидетельствует об уходе закаченной жидкости в пласт. Вследствии отсутствия зумпфа скважины, герметичность искусственного забоя определить невозможно. По результатам обработки ИННК коллектор, приуроченный к интервалу перфорации 388,0-396,0м., обводнен с присутствием УВ.		
					ГК	0.0-405.4м.	1:500				
					ЛМ	0.0-405.4м.	1:500				
					ВЛГ	0.0-405.4м.	1:500				
					РИС	0.0-405.4м.	1:500				
					Ман	0.0-405.4м.	1:500				
					СТИ	371.5-405.4м.	1:500				
					АКЦ	49.0-406.5м.	1:500				
					ЭМДС	2.0-411.0м	1:500				
					ИННК	160.0-404.0 м	1:200				
68	Карсак	281	эксп л	22.12.2015г	ТМ	0.0-419.6 1.2-419.6	1:500	228.0- 233.0м.	Максимальный доход скважинного прибора составил – 419.6м. По данным ЛМ интервалы перфорации четко отмечаются. По данным термометрии против подошвы интервала перфорации 397.0-398.5м. отмечаются резкий перегиб кривой термометрии, связанный с уходом жидкости в пласт. Верхний интервал перфорации 391.0-394.0м. отмечен слабой аномалией, характеризующий незначительный уход жидкости. Граница подошвы приёмистого интервала наблюдается на отметке 399.5м. Основное уход жидкости приурочен к подошве нижнего интервала перфорации 397.0-398.5м. Ниже интервала перфорации 397.0-398.5м. по данным термометрии в интервале 399.5-413.6м. наблюдается заколонный переток закачанной жидкости вниз. Нарушений герметичности эксплуатационной колонны в интервале исследования не выявлено. По полученным данным ЭМДС в интервалах: 145.5-148.7м.; 149.2-150.2м.; 162.0-163.0м.; 164.0-164.5м. наблюдаются уменьшение экс.колонны. По результатам обработки ИННК коллектора, приуроченные к интервалам перфорации, обводнены со слабым присутствием УВ. Забой скважины герметичен.		
					ГК	0.0-419.6	1:500				
					ЛМ	0.0-419.6	1:500				
					ВЛГ	0.0-419.6 1.2-419.6	1:500				
					РИС	0.0-419.6 1.2-419.6	1:500				
					МН	0.0-419.6 1.2-419.6	1:500				
					ЭМДС	1.4-420.0	1:500				
					АКЦ-ФКД	29.2-420.0	1:500				
					ИННК	160.0-418.0	1:200				

Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин по НГДУ "Доссормунайгаз" за 2015 год

Таблица № 3.2.4

Месторождения	Вид исследований									С начала года	
		ВНК тех. состояние		Перфорация с привязкой ГК		Профиль поглощения		Профиль притока			
		план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт
Ботахан	КОЛ-ВО СКВ.	11	22	4	8	3	4	2	3	20	37
	СТОИМ.	9 311 500	18 623 000	3 920 000	6 698 710	1 849 500	2 466 000	1 484 000	2 226 000	16 565 000	30 013 710
Карсак	КОЛ-ВО СКВ.	13	20	7	5	6	3	11	11	37	33
	СТОИМ.	11 004 500	16 801 350	7 760 000	4 655 180	3 699 000	1 849 500	9 629 000	10 607 000	32 092 500	33 913 030
Алтыкуль	КОЛ-ВО СКВ.	12	6	2	0	0	0	4	1	18	7
	СТОИМ.	10 158 000	5 079 000	1 960 000	0	0	0	3 457 000	986 500	15 575 000	6 065 500
Кошкар	КОЛ-ВО СКВ.	3	2	5	0	0	0	0	0	8	2
	СТОИМ.	2 539 500	1 693 000	5 500 000	0	0	0	0	0	8 039 500	1 693 000
Байчунас	КОЛ-ВО СКВ.	5	1	6	1	0	0	0	0	11	2
	СТОИМ.	4 232 500	835 500	6 480 000	1 120 000	0	0	0	0	10 712 500	1 955 500
В.Макат	КОЛ-ВО СКВ.	13	10	4	16	3	4	0	3	20	33
	СТОИМ.	11 004 500	8 454 000	4 220 000	15 860 470	1 849 500	2 466 000	0	2 226 000	17 074 000	29 006 470
С.Жолдыбай	КОЛ-ВО СКВ.	10	8	2	1	3	1	3	5	18	15
	СТОИМ.	8 465 000	6 761 000	1 960 000	823 730	1 849 500	616 500	2 226 000	3 710 000	14 500 500	11 911 230
Всего по НГДУ «ДМГ»:	КОЛ-ВО СКВ.	67	69	30	30	15	12	20	23	132	134
	СТОИМ.	56 715 500	58 246 850	31 800 000	29 158 090	9 247 500	7 398 000	16 796 000	19 755 500	114 559 000	114 558 440

**Выполненный объем промыслово-геофизических работ
по НГДУ "Доссормунайгаз" за 2015 год.**

Таблица № 3

№ п/п	Месторождение	месяц	№№ скв.	Методы исслед-ий	Стоимость, тенге
1	2	3	4	5	6
1	Ботахан	март	51	профиля поглощения	616 500
2	Ботахан	март	38	профиль притока с компресс	742 000
3	Ботахан	аптель	41	ВНК тех.состояние	846 500
4	Ботахан	аптель	56	ВНК тех.состояние	846 500
5	Ботахан	аптель	157	ВНК тех.состояние	846 500
6	Ботахан	май	136	профиль поглощение	616 500
7	Ботахан	май	139	перфорация с ГК	839 000
8	Ботахан	май	30	профиля поглощения	616 500
9	Ботахан	июнь	160	ВНК тех.состояние	846 500
10	Ботахан	июнь	160	перфорация с ГК	844 000
11	Ботахан	июнь	140	ВНК тех.состояние	846 500
12	Ботахан	июль	151	ВНК тех.состояние	846 500
13	Ботахан	июль	66	перфорация с ГК	834 080
14	Ботахан	июль	137	ВНК тех.состояние	846 500
15	Ботахан	июль	153	ВНК тех.состояние	846 500
16	Ботахан	июль	182	ВНК тех.состояние	846 500
17	Ботахан	июль	182	профиль притока	742 000
18	Ботахан	август	152	ВНК тех.состояние	846 500
19	Ботахан	август	173	ВНК тех.состояние	846 500
20	Ботахан	август	63	профиль поглощение	616500
21	Ботахан	август	162	ВНК.тех.состояние	846500
22	Ботахан	август	36	ВНК.тех.состояние	846500
23	Ботахан	август	51	перфорация с ГК	822480
24	Ботахан	сентябрь	164	ВНК.тех.состояние	846500
25	Ботахан	сентябрь	82	перфорация с ГК	820000
26	Ботахан	сентябрь	300	перфорация с ГК	820150
27	Ботахан	сентябрь	176	перфорация с ГК	832000
28	Ботахан	сентябрь	179	перфорация с ГК	887000
29	Ботахан	сентябрь	65	профиль притока с компресс	742000
30	Ботахан	ноябрь	132	ВНК.тех.состояние	846500
31	Ботахан	ноябрь	53	ВНК.тех.состояние	846500
32	Ботахан	ноябрь	135	ВНК.тех.состояние	846500
33	Ботахан	ноябрь	35	ВНК.тех.состояние	846 500
34	Ботахан	декабрь	127	ВНК.тех.состояние	846 500
35	Ботахан	декабрь	79	ВНК.тех.состояние	846 500
36	Ботахан	декабрь	92	ВНК.тех.состояние	846 500
37	Ботахан	декабрь	125	ВНК.тех.состояние	846 500
38	В.Магат	аптель	72	ВНК тех.состояние	846 500
39	В.Магат	аптель	31	ВНК тех.состояние	846 500
40	В.Магат	аптель	86	ВНК тех.состояние	846 500
41	В.Магат	май	68	профиль поглощение	616 500
42	В.Магат	май	66	профиль поглощение	616 500
43	В.Магат	май	124	профиль притока с компресс	742 000
44	В.Магат	май	103	перфорация с ГК	993 050
45	В.Магат	май	62	перфорация с ГК	939 500
46	В.Магат	май	115	перфорация с ГК и ВП	1 186 000
47	В.Магат	июнь	115	перфорация с ГК	928 000
48	В.Магат	июнь	93	перфорация с ГК	894 000
49	В.Магат	июнь	122	перфорация с ГК	856 000

50	В.Мака	июнь	126	перфорация с ГК	880 000
51	В.Мака	июнь	124	перфорация с ГК	852 000
52	В.Мака	июнь	123	ВНК тех.состояние	846 500
1	2	3	4	5	6
53	В.Мака	июль	66	перф.орация с ГК и ВП	1 190 320
54	В.Мака	июль	80	ВНК тех.состояние	846 500
55	В.Мака	июль	123	перфорация с ГК	880 000
56	В.Мака	июль	126	ВНК тех.состояние	846 500
57	В.Мака	август	6н	тех.состояние	835500
58	В.Мака	август	6н	проф.поглощение	616500
59	В.Мака	август	116	перфорация с ГК и ВП	1855000
60	В.Мака	август	65	ВНК.тех.состояние	846500
61	В.Мака	сентябрь	62	Профиль поглощение	616500
62	В.Мака	сентябрь	89	перфорация с ГК	808600
63	В.Мака	сентябрь	117	перфорация с ГК и ВП	1124000
64	В.Мака	ноябрь	103	перфорация с ГК	1238000
65	В.Мака	ноябрь	75	ВНК.тех.состояние	846 500
66	В.Мака	ноябрь	15	ВНК.тех.состояние	846 500
67	В.Мака	ноябрь	66н	перфорация с ГК	1 236 000
68	В.Мака	декабрь	55	профиля притока	742 000
69	В.Мака	декабрь	49	профиля притока	742 000
70	С.Жолдыбай	май	10	перфорация с ГК	823 730
71	С.Жолдыбай	май	50	профиля поглощения	616 500
72	С.Жолдыбай	май	50	тех.состояние	835 500
73	С.Жолдыбай	июнь	11	ВНК тех.состояние	846 500
74	С.Жолдыбай	июнь	11	профиль притока свабилов	742 000
75	С.Жолдыбай	июнь	43	ВНК тех.состояние	846 500
76	С.Жолдыбай	июль	31	ВНК тех.состояние	846 500
77	С.Жолдыбай	июль	65	ВНК тех.состояние	846 500
78	С.Жолдыбай	июль	65	профиль притока	742 000
79	С.Жолдыбай	август	33	ВНК.тех.состояние	846500
80	С.Жолдыбай	август	33	профиль притока свабилов	742000
81	С.Жолдыбай	ноябрь	32	ВНК.тех.состояние	846500
82	С.Жолдыбай	ноябрь	32	профиль притока с компресс	742000
83	С.Жолдыбай	ноябрь	7н	ВНК.тех.состояние	846500
84	С.Жолдыбай	ноябрь	7н	профиль притока с компресс	742 000
85	Алтыкуль	апрель	44	ВНК тех.состояние	846 500
86	Алтыкуль	май	161	ВНК тех.состояние	846 500
87	Алтыкуль	август	108	ВНК.тех.состояние	846 500
88	Алтыкуль	август	113	профиль притока ЭПШ	986 500
89	Алтыкуль	сентябрь	106	ВНК.тех.состояние	846 500
90	Алтыкуль	сентябрь	115	ВНК.тех.состояние	846 500
91	Алтыкуль	декабрь	28	ВНК.тех.состояние	846 500
92	Кошкар	июнь	108	ВНК тех.состояние	846 500
93	Кошкар	ноябрь	106	ВНК.тех.состояние	846500
94	Байчунас	ноябрь	370	перфорация с ГК	1 120 000
95	Байчунас	ноябрь	370	тех.сост.+АКЦ	835 500
96	Карсак	март	58	тех.состояние	835 500
97	Карсак	март	64	ВНК тех.состояние	761 850
98	Карсак	апрель	55	ВНК тех.состояние	846 500
99	Карсак	май	235	перфорация с ГК	965 000
100	Карсак	май	346	профиль притока ЭПШ	986 500
101	Карсак	май	322	тех.состояние	835 500
102	Карсак	май	322	профиль поглощение	616 500
103	Карсак	май	607	ВНК тех.состояние	846 500
104	Карсак	май	241	перфорация с ГК	844 180
105	Карсак	май	350	тех.состояние	835 500

106	Карсак	май	350	профиль поглощение	616 500
107	Карсак	май	164	ВНК тех.состояние	846 500
108	Карсак	май	314	профиль притока ЭПШ	986 500
109	Карсак	июнь	20	профиль притока ЭПШ	986 500
110	Карсак	июнь	244	тех.состояние	835 500
111	Карсак	июнь	244	профиль поглощение	616 500
1	2	3	4	5	6
112	Карсак	июнь	98	ВНК тех.состояние	846 500
113	Карсак	июнь	86	ВНК тех.состояние	846 500
114	Карсак	июнь	41	ВНК тех.состояние	846 500
115	Карсак	июль	25	профиль притока ЭПШ	986 500
116	Карсак	июль	367	ВНК тех.состояние	846 500
117	Карсак	июль	95	профиль притока ЭПШ	986 500
118	Карсак	август	231	профиль притока ЭПШ	986 500
119	Карсак	август	164	перфорация с ГК и ВП	1 106 000
120	Карсак	август	270	ВНК.тех.состояние	846 500
121	Карсак	август	270	профиль притока с компресс	742 000
122	Карсак	сентябрь	327	профиль притока ЭПШ	986 500
123	Карсак	сентябрь	232	профиль притока ЭПШ	986 500
124	Карсак	сентябрь	337	профиль притока ЭПШ	986 500
125	Карсак	сентябрь	114	профиль притока ЭПШ	986 500
126	Карсак	сентябрь	164	перфорация с ГК	810 000
127	Карсак	октябрь	383	перфорация с ГК	930 000
128	Карсак	ноябрь	87	ВНК.тех.состояние	846500
129	Карсак	декабрь	70	ВНК.тех.состояние	846 500
130	Карсак	декабрь	227	ВНК.тех.состояние	846 500
131	Карсак	декабрь	237	ВНК.тех.состояние	846 500
132	Карсак	декабрь	104	ВНК.тех.состояние	846 500
133	Карсак	декабрь	364	ВНК.тех.состояние	846 500
134	Карсак	декабрь	281	ВНК.тех.состояние	846 500
Итого по НГДУ «Доссормунайгаз»:					114 558 440

4. Введение по НГДУ «Кайнармунайгаз»

На балансе НГДУ «Кайнармунайгаз» находятся 4 месторождения: Б.Жоламанов, Кенбай (участки С. Котыртас и В. Молдабек), Уз, Кондыбай.

По месторождениям НГДУ «Кайнармунайгаз» начальные балансовые запасы нефти составляют - 100 667 тыс.тн., а извлекаемые запасы – 33 553 тыс.тн.

На 01.01.2016г. с начала разработки месторождений добыто – 7889,114 тыс.тн. нефти, 214,4252 млн. м³ газа, 10354,1 тыс.тн. воды. Остаточные извлекаемые запасы составляют 25 663,99 тыс.тн.нефти.

Выработанность от извлекаемых запасов составляет – 23,5 %.

На 01.01.2016г. месторождения Б.Жоламанов, Кенбай (участки С.Котыртас и В.Молдабек), Уз, Кондыбай находятся в разработке.

За 2015 год при плане добычи нефти – 487,200тн., фактически выполнено 488,355 тн. (100,24 %).

Добыча нефти по месторождениям составила: месторождение Б.Жоламанова при плане – 49,000 тн. фактически – 49,345 тн; участок С.Котыртас при плане – 17,700 тн. фактически – 17,700 тн.; участок В.Молдабек при плане – 359,420 тн. фактически – 359,620 тн., месторождение Уз при плане – 60,000 тн, фактически – 60,610 тн, месторождение Кондыбай при плане 1,080 тн, фактически – 1,080 тн.

Отдел геологии и разработки нефтегазовых месторождений НГДУ работает под руководством заместителя начальника НГДУ по геологии и разработке и представлена отделом геологии и разработки и цехом исследовательских работ (ЦИР).

Отдел геологии и разработки представлена начальником отдела, заместителем начальника отдела, двумя геологами II категории, и двумя геологами отдела.

Цех исследовательских работ представлен начальником цеха, заместителем начальника цеха, 2-мя геологами, 2-мя технологами, 2-мя инженерами ГДИС, 2-мя мастерами.

Перед коллективом НГДУ «Кайнармунайгаз» в отчетном году стояла основная задача – выполнение плана по добыче нефти по месторождениям, динамика добычи нефти по НГДУ в целом и по месторождениям с 1997 года представлена в таблице № 1 и диаграммах № 1 и 2.

Таблица № 1

Месторождение	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Б. Жоламанов	50120	47795	47000	43330	46828	47700	50300	59481	63800	62150
Северный Котыртас	47370	63385	48600	36000	30557	24050	18400	14400	18400	18000
Восточный Молдабек	-	-	5500	37330	134315	212950	321300	394979	403400	434408
УАЗ			52	650	-	-	-			8162
Кондыбай				80	-	-	-	-	-	1280
Итого по НГДУ	97490	111800	101152	117390	211700	284700	390000	468860	485600	524000

Месторождение	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015		
									план	Факт	% вып.
Б. Жоламанов	62000	60021	48068	45769	44764	49320	51242	51320	49000	49345	100,7
Северный Котыртас	18000	17021	17 068	19748	32165	31385	20000	18200	17700	17700	100
Восточный Молдабек	427642	427595	406323	406010	380434	368516	371900	363043	359420	359620	100,05
Уаз	9508	17842	19568	10198	24288	29547	48042	57770	60000	60610	101
Кондыбай	3150	2521	4568	1293	3302	2314	2700	530	1080	1080	100
Итого по НГДУ	520300	525000	495595	483018	484953	481082	493884	490863	487200	488355	100,24

Состояние фонда скважин на 01.01.2016г.
по НГДУ «Кайнармунайгаз» представлена в таблице № 2

Таблица № 2

Фонд скважин	2014г							2015г						
	Б.Жоламанов	С.Котыртас	В.Молдабек	Кондыбай	Уаз	Бажир	НГДУ	Б.Жоламанов	С.Котыртас	В.Молдабек	Кондыбай	Уаз	Бажир	НГДУ
Эксплуатац.фонд	50	40	375	3	35		503	48	38	352	3	37		478
Действующий фонд	49	40	374	3	35		501	43	32	326	3	37		441
в том числе:							0							0
в работе	48	39	368	3	35		493	43	30	321	3	37		434
в простое	1	1	6				8	2	2	5				9
в бездействии			1				1			5				5
в освоении							0							0
ожд.ликвидации	1						1	3	6	21				30
ЭВН	32		366		24		422	30		319		23		372
ШГН	17	40	8	3	9		77	13	32	7	3	11		66
фонтан					2		2					3		3
в консервации			2		2	1	5	1	2	23		3	1	30
Нагнетат. фонд	24	8	117		4		153	23	8	119		6		156
Водозаборный фонд	3	19	3				25	3	17	3				23
Наблюдат.фонд	2	1	4				7	2	1	4				7
Ликвидировано	35	32	23	6	3	1	100	37	34	23	6	3	2	105
Весь пробуренный фонд	114	100	524	9	44	2	793	114	100	524	9	49	3	799

Выполнению плана по добыче нефти в целом по НГДУ «Кайнармунайгаз» за 2015 год способствовало выполнение геолого-технических мероприятий направленное на работу с фондом скважин, оптимизации закачки воды для ППД, капитальный ремонт скважин, а также мероприятий по восстановлению и стабилизации добычи нефти.

4.1 Капитальный ремонт скважин по НГДУ «Кайнармунайгаз»

В плане ГТМ 2015 года было предусмотрено КРС на 42 скважинах и фактически выполнен на 42 скважинах по следующим позициям (таблица № 31):

1. КРС действующего фонда при плане – 33 скважин, фактически выполнено на 32 скважинах: в том числе фактически по участку В. Молдабек – 24 скважин, по месторождению С. Котыртас – 1 скважина, по месторождению Уаз – 7 скважин.
2. КРС бездействующего фонда при плане – 1, фактически выполнено 1 скважине.
3. КРС нагнетательных скважин при плане – 8, фактически выполнено на 9 скважинах: в том числе фактический по участку В. Молдабек – 8 скважин, по месторождению Б.Жоламанов – 1 скважина.

Основными видами работ по капитальному ремонту скважин проведенных за 2015 год являются как и предыдущие годы, отключение обводненных интервалов, переход на выше и нижележащие пласты, дополнительная перфорация, устранение аварии допущенных в процессе эксплуатации.

Анализ работ по капитальному ремонту скважин за 2015 год показывает, что наибольшее количество работ было проведено на участке Восточный Молдабек 78,6%, по месторождению Б.Жоламанов 2,4%. По месторождению Северный Котыртас 2,4%, по месторождению Уаз 16,6%.

Таблица № 31

	Наименование	Ед.	Факт	План	Доп. добыча	Факт	Доп. добыча
		изм	за 2014 год	на 2015 год	план	за 2015 год	факт
1	КРС действующего фонда, всего	скв	28	33	9400	32	12439
	в т.ч. помест. Б.Жоламанов	скв	5	2			
	по участку С.Котыртас	скв				1	7
	по участку В.Молдабек	скв	21	28	3497	24	3991
	по месторождению Уаз	скв	2	3	5903	7	8441
	по местор. Кондыбай	скв	-	-	-	-	-
2	КРС бездействующего фонда, всего	скв	2	1	300	1	246
	в т.ч. по мест. Б.Жоламанов	скв	-			-	
	по участку С.Котыртас	скв	2				
	по участку В.Молдабек	скв		1	300	1	246
	по мест. Уаз	скв					
3	КРС нагнетательных скважин, всего	скв	17	8		9	
	в т.ч. по месторождению Б.Жоламанов	скв	3			1	
	по участку С.Котыртас	скв	2				
	по участку В.Молдабек	скв	12	8		8	
	по мест. Уаз			-			
	итого по НГДУ	скв	47	42	9700	42	12685
4	Физическая ликвидация скважин (силами КРС)	скв	5	4		4	
	в т.ч. по месторождению Б.Жоламанов	скв	1	2		2	
	по участку С.Котыртас	скв	2	2		2	
	по участку В.Молдабек	скв	2				
	итого по НГДУ	скв	52	46		46	

Описание работ капитального ремонта скважины по месторождению НГДУ «Кайнармунайгаз» за 2015 г.

№№ п/п	Месторождение	№ скв	фонд скваж	Наименование ремонта	Продолжит КРС, бр/час		дебит, (т/сут) приемистость (м³/сут)				Получ эф-кт т/сут	к-во дней экспл	Стои-мость работ по КРС, тыс. тенге
					план	факт	до нефти	до воды	после нефти	после воды			
		НГДУ "Кайнармунайгаз"											
1	В.Молдабек	447н	нагн	Глино - кислотная обработка	136	136							4327,3500000
2		2529	д/ф	Отключение обвод интервалов	269	269	0,6	8,4	1,9	2,1	3,4	235	8559,2437500
3		2056	д/ф	Переход на вышележащ гориз	173	173	0,7	14,3	1,7	2,1	0,3	194	5504,6437500
4		217	д/ф	Переход на вышележащ гориз	173	173	0	2	0,4	1,9	0,7	241	5504,6437500
5		603н	нагн	Отключение отдельных пласт	269	269							8559,2437500
6		2524	д/ф	Отключение обвод интервалов	269	269	0,4	4,6	2,9	1,8	2,3	238	8559,2437500
7		435	д/ф	Переход на вышележащ гориз	173	173	0,3	9,3	0,8	8,2	0,5	232	5504,6437500
8		2512	д/ф	Переход на вышележащ гориз	173	173	0,1	2,3	0,7	2,3	0,8	194	5504,6437500
9		2520	д/ф	Отключение обвод интервалов	247	247	0	20	0,3	5,9		125	7859,2312500
10		284н	нагн	Глино - кислотная обработка	123	123							3913,7062500
11		2011	д/ф	Отключение обвод интервалов	247	247	0,9	3,1	3,5	4,4	3,1	205	7859,2312500
12		2033н	д/ф	Отключение обвод интервалов	247	247	0,6	6,4	0,7	8,4	0	183	7859,2312500
13		2108	д/ф	Отключение обвод интервалов	247	247	0,8	16,2	1	9,1	1,7	134	7859,2312500
14		234	д/ф	Переход на вышележащ гориз	173	173	0,6	16,4	0,8	10		159	5504,6437500
15		458	д/ф-наг	Перевод скважины под нагнет Переход на нижележащ гориз	157	157							4995,5437500
16		2522н	нагн	Глино - кислотная обработка Приобщение пластов	184	184							5854,6500000
17		216	д/ф	Отключение обвод интервалов	247	247	0	0,5	1,8	3,4	0,2	154	7859,2312500
18		251	д/ф	Переход на вышележащ гориз	173	173	0,8	4,7	1,5	1,2	0,7	159	5504,6437500
19		1237	д/ф	Устранение аварий Устранение негерметичнос э/к	387	387	0	0	0,6	6,7			12313,8562500
20		2007н	нагн	Глино - кислотная обработка	123	123							3913,7062500
21		280н	нагн	Устранение аварий	259	259							8241,0562500
22		2084н	нагн	Отключ отдельных пластов	247	247							7859,2312500
23		613н	нагн	Переход на вышележащ гориз	189	189							6013,7437500

24		439	д/ф	Откл обводненных интервалов Устранение негерметичн э/к	412	412	0	50	0	20	0	62	13109,3250000
25		2053	д/ф	Отключение обвод интервалов	375	375	1,1	12	0,7	12	1,9	85	11932,0312500
26		607	б/д	Переход на вышележащ гориз	173	173	0,2	0,3	3,1	1,5	2	92	5504,6437500
27		605	д/ф	Устранение аварий Устранение негерметичнос э/к	387	387			4,5	28			12313,8562500
28		608	д/ф	Отключение отдельн пластов Устранение аварий	504	504			8,7	18,2			16036,6500000
29		634	д/ф	Откл отдельных пластов Устранение негерметичн э/к	425	425							13522,9687500
30		219	д/ф	Переход на вышележащ гориз	189	189	1,2	13,8	2,1	4,4		52	6013,7437500
31		2676	д/ф	Отключение обвод интервалов	247	247	1,6	20,4	9,3	12,3	7,4	79	7859,2312500
32		1234	д/ф	Отключение обвод интервалов	247	247	0	4	0,9	1,8	0,9	58	7859,2312500
33		442	д/ф	Переход на вышележащ гориз	173	173	0,6	5	0,9	3,4	0,3	59	5504,6437500
		Итого по Восточному Молдабеку			8017	8017						2940	255090,9187500
34	Уаз	14	д/ф	Отключение обвод интервалов	247	247	0,1	5,9	0,2	4,2	консер	45	7859,2312500
35		37	д/ф	Отключен обводн интервалов Переход на вышележащ гориз	431	431	0,45	6,75	4,6	5,3	0,2	268	13713,8812500
36		45	д/ф	Отключение обвод интервалов	269	269	0,8	10,2	5,6	2,6	6,2	281	8559,2437500
37		12	д/ф	Отключение обвод интервалов	269	269	0,5	4,5	3,3	1,7	4,7	271	8559,2437500
38		61	д/ф	Отключение обвод интервалов	269	269	0,8	8,6	6,5	3,1	6,2	268	8559,2437500
39		41	д/ф	Переход на вышележащ гориз	189	189	0,2	4,8	4,3	3,6	6,8	260	6013,7437500
40		52	д/ф	Отключение обвод интервалов	313	313	0,4	7,6	6,5	2,5	7,6	258	9959,2687500
		Итого по Уаз			1987	1987						1651	63223,8562500
41	С.Котыртас	11		Отключ отдельных пластов	368	368	1,5	17	1,6	4,5	0,1	23	11709,3000000
		Итого по Сев. Котыртас			368	368						23	11709,3000000
42	Б.Жоламанов	47н	д/ф	Устранение негерметичнос э/к, устр.аварий доп.в проц.эксп	411	387							13077,506250
	Итого по НГДУ "Кайнармунайгаз"				10372	10372						4614	343101,58125

Выполнение капитального ремонта скважин по месторождениям НГДУ «Кайнармунайгаз» за 2015г.

Таблица № 32

Примечание: средняя плановая стоимость реализации нефти за 2015 год -58,000 тыс.тг

№№	Месторождение	Вид ремонта	Количество скважин	Дебит (тн/сут)		Полученный эффект, т/сут	Дополнит. добыча, тн	Стоимость Реализации нефти, тыс.тенге	Стоимость КРС, тыс.тенге	Экономич. Эффект, тыс.тенге
				до КРС	после КРС					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Восточный Молдабек	1.Отключение обводненных интервалов; отключение отдельных пластов	9	5,6	18,6	15,4	2797	162226	80755,9875	81470,0125
		2.Переход на другие горизонты	14	4,9	7,6	7,1	1440,2	83531,6	88901,5875	-5369,9875
		3.ГКО	4						18009,4125	18009,4125
		4.Устранение аварий допущенных в процессе эксплуатации	4						48905,41875	48905,41875
		5.Устранение негерметичности эксплуатационной колонны, устранение аварий	1						13522,96875	13522,96875
		6. Перевод скважины под нагнетание	1						4995,54375	4995,54375
	Итого:		33	10,5	26,2	22,5	4237,2	245757,6	255090,9188	-9333,31875
2	Береген Жоламанов	1. Устранение негерметичности эксплуатационной колонны, устранение аварий	1						13077,50625	13078,50625
		Итого:	1	0	0	0	0	0	13077,50625	13078,50625
3	С.Котыртас	1. Отключение обводненных интервалов	1	1,5	0,1	0,1	7		11709,3	11709,3
		Итого:	1	1,5	0,1	0,1	7	0	11709,3	11709,3
4	Уаз	1.Отключение обводненных интервалов	5	2,6	24,7	20,6	6177,7	358306,6	43496,23125	314810,3688
		2. Переход на другие горизонты	2	0,65	7	7,8	2263	131254	19727,625	111526,375
	Итого:		7	3,25	31,7	28,4	8440,7	489560,6	63223,85625	426336,7438
	Всего по НГДУ:		42	15,25	58	51	12685	735318,2	343101,5813	392216,6188

4.2 Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин по НГДУ «Кайнармунайгаз за 2015 г.

Для контроля за состоянием разработки месторождений и определения технического состояния скважин по НГДУ «Кайнармунайгаз» за 2015 год выполнены 73скв/опер при плане 69скв.

Основными видами исследования, проведенные на скважинах месторождений является перфорация, определение ВНК, нефтеводонасыщенности, источника обводненности стандартным методом (НГК, ИННК, ГК), исследование методом ДСИ, МЛМ, ТМ, АКЦ с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны, определение профиля притока и поглощения.

Анализ проведенных работ за 2015 год показывает, что по исследованиям определения профиля поглощения, перфорации скважин перевыполнены и соответственно получена дополнительная добыча от проведенных мероприятий.

По НГДУ «Кайнармунайгаз» был проведен дополнительный прострел по 18 скважинам, и получена дополнительная добыча -3828тн. нефти, при плане -1661тн.нефти.

Объем проделанных работ по геофизическому исследованию скважин по НГДУ «Кайнармунайгаз» за 2015г.

Таблица № 33

№ п/п	Виды исследований	План на 2010г	План на 2011г.	План на 2012г.	План на 2013г.	План на 2014г.	План на 2015г.	Факт за 2015г.
		кол-во скв	кол-во скв	кол-во скв	кол-во скв	кол-во скв	кол-во скв	кол-во скв
1	Определение ВНК, нефтеводонасыщенности и источника обводненности стандартным методом. (НГК., ИННК, ГК.) Исследование методом ДСИ, МЛМ, ТМ, АКЦ с целью определения технического состояния эксплуатационной колонны	22	22	13	25	28	24	22
2	Перфорация	25	24	35	30	27	15	18
3	Определение профиля притока	8	7	18	14	29	20	19
4	Определение профиля поглощения, приемистости	10	10	8	13	25	10	14
5	Определение АКЦ			3				
	ИТОГО:	65	63	77	82	109	69	73

Выполненный объем промыслово -геофизических работ по НГДУ «Кайнармунайгаз» за 2015 год

Таблица №34

№№	Месторождение	№№ скв.	Виды исследования	Дата работ
Определение ВНК и тех.состояние скважины				
1	В.Молдабек	246	Тех.состояние	01.04.15.
2	В.Молдабек	403	ВНК+тех.состояние	20.04.15.
3	Б.Жоламанов	45н	Тех.состояние	22.04.15.
4	В.Молдабек	425	ВНК+тех.состояние	28.04.15.
5	Уаз	20н	Тех.состояние	25.04.15.
6	В.Молдабек	611	ВНК+тех.состояние	08.05.15.
7	В.Молдабек	1192	ВНК+тех.состояние	09.06.15.
8	В.Молдабек	1198	ВНК+тех.состояние	15.16.06.15.
9	В.Молдабек	2014	Тех.состояние	09.06.15.

10	В.Молдабек	614	ВНК+тех.состояние	22.08.2015
11	В.Молдабек	2025	ВНК+тех.состояние	30.08.2015
12	В.Молдабек	2042	ВНК+тех.состояние	12-13.08.15.
13	В.Молдабек	2023	ВНК+тех.состояние	13.10.15.
14	В.Молдабек	439	Тех.состояние	30.10.15.
15	В.Молдабек	634	ВНК+тех.состояние	01.11.15.
16	В.Молдабек	2015	ВНК+тех.состояние	09.12.15.
17	В.Молдабек	454	ВНК+тех.состояние	03.12.15.
18	В.Молдабек	1283	ВНК+тех.состояние	11.12.15.
19	В.Молдабек	215	ВНК+тех.состояние	17.12.15.
20	В.Молдабек	208	ВНК+тех.состояние	
21	В.Молдабек	219	ВНК+тех.состояние	
22	В.Молдабек	2009	ВНК+тех.состояние	
	Итого:	22	скв	
Определение профиля поглощения				
1	В.Молдабек	1277н	Профиль поглощения	29.03.15.
2	В.Молдабек	2005н	Профиль поглощения	30.03.15.
3	В.Молдабек	1169н	Профиль поглощения	31.03.15.
4	В.Молдабек	447н	Профиль поглощения	02.04.15.
5	В.Молдабек	1143н	Профиль поглощения	05.04.15.
6	В.Молдабек	1264н	Профиль поглощения	09.04.15.
7	В.Молдабек	9а-н	Профиль поглощения	10.04.15.
8	В.Молдабек	617н	Профиль поглощения	12.04.15.
9	Б.Жоламанов	58н	Профиль поглощения	03.04.15.
10	Б.Жоламанов	19н	Профиль поглощения	12.04.15.
11	В.Молдабек	1223н	Профиль поглощения	14.04.15.
12	В.Молдабек	1165н	Профиль поглощения	15.04.15.
13	Уаз	42н	Профиль поглощения	29.04.15.
14	В.Молдабек	2061н	Профиль поглощения	17.10.15.
	Итого:	14	скв	
Определение профиля притока				
1	В.Молдабек	439	Профиль притока с компрессированием	19.04.15.
2	В.Молдабек	2081	Профиль притока с компрессированием	04.05.15.
3	В.Молдабек	1164	Профиль притока с компрессированием	15.05.15.
4	В.Молдабек	652	Профиль притока с компрессированием	27.05.15.
5	В.Молдабек	600	Профиль притока с компрессированием	01.06.15.
6	В.Молдабек	2512	Профиль притока с компрессированием	11.06.15.
7	В.Молдабек	2520	Профиль притока с компрессированием	22.06.15.
8	В.Молдабек	217	Профиль притока с компрессированием	25.06.15.
9	В.Молдабек	435	Профиль притока с компрессированием	28.06.15.
10	В.Молдабек	234	Профиль притока с компрессированием	01.07.15.
11	В.Молдабек	439	Профиль притока с компрессированием	25-26.07.15.
12	В.Молдабек	1052	Профиль притока с компрессированием	04.08.15.
13	В.Молдабек	1215	Профиль притока с компрессированием	07.08.15.
14	В.Молдабек	2095	Профиль притока	01.09.15.
15	В.Молдабек	2018	Профиль притока	16.10.15.
	Итого:	15	скв	
Определение профиля притока через ЭПШ				
1	В.Молдабек	261	Профиль притока ЭПШ	07.08.15.
2	В.Молдабек	1283	Профиль притока ЭПШ	13-14.08.15.
3	В.Молдабек	608	Профиль притока ЭПШ	15-16.08.15.
4	В.Молдабек	429	Профиль притока ЭПШ	16-17.08.15.
	Итого:	4	скв	

Перфорация с ГК с установкой ВП				
1	Уаз	У-1	Установка ВП,перфорация	29.05.15.
2	В.Молдабек	449	Установка ВП,перфорация	26.05.15.
3	С.Котыргас	136	Установка ВП,перфорация	10.10.15.
	Итого:	3	скв	
Перфорация с ГК				
1	В.Молдабек	2501	Доп.перфорация	17.04.15.
2	В.Молдабек	616	Доп.перфорация	22.04.15.
3	В.Молдабек	2511	Доп.перфорация	24.04.15.
4	В.Молдабек	440	Доп.перфорация	30.04.15.
5	В.Молдабек	2015	Дострел, перестрел	03.05.15.
6	В.Молдабек	1238	Дострел, перестрел	05.05.15.
7	В.Молдабек	632	Дострел, перестрел	07.05.15.
8	В.Молдабек	1047	Дострел, перестрел	09.05.15.
9	В.Молдабек	609	Дострел, перестрел	13.05.15.
10	В.Молдабек	453	Дострел, перестрел	18.05.15.
11	В.Молдабек	2528	Дострел, перестрел	20.05.15.
12	В.Молдабек	626н	Дострел	20.05.15.
13	В.Молдабек	624н	Дострел	23.05.15.
14	В.Молдабек	2033	Перфорация	09.11.15.
15	В.Молдабек	634	Перфорация	13.12.15.
	Итого:	15	скв	

5.Введение по НГДУ «Жылыоймунайгаз»

На балансе НГДУ «Жылыоймунайгаз» числятся четырнадцать месторождений: С.Нуржанова, Западная Прорва, Актобе, Досмухамбетовское, Кульсары, Косшагил, Акинген, Терен -Узек, Каратон, Кисимбай, Аккудук,Кошкимбет, Тажигали, Тюлес 11 месторождений находятся в разработке, последние 3 месторождения - в консервации. Месторождение Тажигали с 1 июня 1989 года находится в консервации в связи с затоплением нагонными водами Каспийского моря.

Месторождение Кошкимбет с июля 2006 года находится в консервации, из-за высокой обводненности.

Месторождение Тюлес с 1 января 2014 г находится в консервации, из-за высокой обводненности и выработанности запасов.

На поздней стадии разработки находятся 4 месторождений Каратон, Терен-Узек, Кульсары, Косшагил, средняя обводненность этих месторождений составляет более 95 %.

Месторождений С.Нуржанова, Западная Прорва, Досмухамбетовское ,Актобе разрабатываются на естественном режиме, при активном напоре контурных вод, а остальные 7 месторождений с применением ППД.

Тип применяемых заводнений приконтурное, законтурное.

За 2015г по НГДУ «Жылыоймунайгаз» добыто 962,6 тыс тн нефти, из них 78% объем добычи нефти добыто по Прорвинской группе месторождений, за счет рациональной разработки эксплуатационных объектов и выполнение проектных решений по бурению а также успешного проведения геолого – технических мероприятий.

**Выполнение плана добычи нефти
НГДУ «Жылыоймунайгаз» за 2015 год**

Таблица 1.1

Показатели	Ед. Изм.	2014 г.		% вып.	2015 г.		% вып.	Сравнение
		план	факт		план	факт		
по Прорвинской группе месторождений								
Добыча нефти	тыс. тн.	740,9	741,35	100,1	728,525	744,810	100,1	+3,460
по кусту Кульсары								
Добыча нефти	тыс. тн.	222,6	223,15	100,2	216,475	217,790	100,2	-5,360
Всего по НГДУ «Жылыоймунайгаз»								
Добыча нефти	тыс.тн.	963,5	964,5	100,1	945,0	962,6	100,1	-1,900

За 2015 год среднесуточная добыча нефти по НГДУ - 2 658 тн., жидкости 15 733 м³, средняя обводненность 81 %.

В том числе; по Прорвинской группе:

- среднесуточная добыча нефти 2067 тн, добыча жидкости 4788 м³, средний газовый фактор 170 м³ / тн., средняя обводненность - 51 %,

по кусту Кульсары:

- среднесуточная добыча нефти 590 тн, добыча жидкости 10 944 м³, средняя обводненность 94 %,

Годовая добыча воды по НГДУ - 4641,376 тыс. м³, из них 3746,930 тыс. м³ закачены в пласты с целью ППД, утилизировано 894,446 тыс. м³

Эксплуатационное бурение проводилось на валанжинский горизонт согласно «Проекта пробной эксплуатации валанжинского горизонта месторождения С Нуржанова» и с целью поддержания уровня добычи месторождения Кисимбай согласно последнего «Анализа разработки»

**Добыча нефти по месторождениям НГДУ « Жылыоймунайгаз»
за период 2009 – 2015гг.**

Таблица 1.2

Месторож- дение	2009г	2010 г	2011 г	2012г	2013г	2014 г	2015г
С.Нуржанов	392470	429331	418466	439247	467611	481450	488160
Западная Прорва	79725	88015	98573	104122	99402	103200	106610
Актобе	29080	34130	43811	44668	70900	82150	71800

Досмухамб.	64300	70370	77834	75939	78700	74550	78240
по Прорве:	565575	621846	638684	663976	716613	741350	744810
Кульсары	4020	3900	3824	3700	3690	4040	6005
Косшагил	4010	4000	3930	3800	3700	5000	5520
Тюлес	3000	3000	2900	2800	2700	В консервации	
Акинген	76660	78568	75086	76451	81484	86510	83235
Терен-Узек	64030	70173	69110	67199	69650	71000	71230
Каратон	6510	7020	6920	6623	6500	6400	6350
Кисимбай	34750	30939	28000	26367	25100	24400	21100
Аккудук	25500	30088	28154	27458	26000	25800	24350
по кусту Кульсары	218480	227688	217921	214398	218824	223150	217790
по НГДУ;	784055	849534	856605	878374	935437	964500	962600

На 1.01.2016 г. пробурено 2096 скважин, эксплуатационный фонд 640 скважин:
из них действующий фонд – 579 скважин.

в бездействии 17 скважин

в консервации – 134 скважин.

нагнетательные - 83 скважин.

поглощающие - 13 скважин.

наблюдательные - 91 скважин.

водозаборные - 4 скважин

в ожидании ликвидации 44 скважин

ликвидированные -1131 скважин.

В отчетном году из бурения введены в эксплуатацию 8 скважин.

Из ликвидированного фонда в действующий фонд введены 2 скважины №№ 245,412 месторождения Косшагыл.

Из консервации введены в добывающий фонд 9 скважин.

Из ожидания ликвидации в действующий фонд переведены 7 скважин.

В связи со снижением цены на нефть высокообводненные скважины с низкой рентабельности из действующего фонда переведены в ожидание ликвидации и из консервации временно переведены в фонд ожидания ликвидации всего 66 скважин.

Сравнение фонда скважин
НГДУ "Жылыоймунайгаз" на 1.01.2015 г – 1.01.2016 г.

Таблица 1.3

Наименование	на 1.01.15 год	на 1.01.16 год	Изменение
1. Нефтяной фонд			
Эксплуатационный фонд	653	640	-13
а) Действующий	616	579	-37
в т.ч. фонтанный	119	114	-5
ЭВН	40	39	-1
УЭЦН	6	4	-2
ШГН	451	422	-29
б) Бездействующий фонд	21	17	-4
В освоении	1		-1
В ожидании ликвидации	15	44	+29
2. Нагнетательный фонд			
Эксплуатационный фонд	93	83	-10
из них действующие	68	68	
бездействующие	11	8	-3
в ожидании ликвидации	14	7	-7
3. Наблюдательные	72	91	+19
4. Поглощающие	13	13	
5. Ликвидированные	1130	1131	+1
6. Водозаборные	4	4	
Действующая			
В бездействии	4	4	-
7. В консервации	122	134	+12
ИТОГО: пробуренный фонд скважин	2087	2096	+9

**Расшифровка
бездействующего фонда нефтяных скважин НГДУ «Жылыоймунайгаз»**

Таблица 1.4

Причины простоя	кол-во на 01.01.2015г.	№№ скважин	кол-во на 01.01.2016г.	№№ скважин
Ликвидация аварии	7	С Нуржанов – 235,223 Западная Прорва 322,51,403 Досмухамбетовское – ,51 Каратон - 484	7	С Нуржанов – 235,240,8 Западная Прорва -51,403,319 Досмухамбетовское – 51
Обводненные	10	С Нуржанова – 420 Западная Прорва- 400,57 Терен – Узек – 450,103,135,62,58 Каратон – 496,214.	8	Западная Прорва- 61,57 Терен – Узек – 450,103,135 Каратон – 214. Акинген -112 Кисимбай-78
Изоляция нарушения колонны	4	С Нуржанов – 269,654 Косшагил-176 Акинген-110	2	С Нуржанов – 654 Косшагил-176
ИТОГО	21		17	

В отчетном году из бездействия введены силами КРС – 8скважин .

**Расшифровка бездействующего фонда нагнетательных скважин
НГДУ «Жылыоймунайгаз»**

Таблица 1.5

Причины простоя	кол-во на 01.01.15 г.	№№ скважин	кол-во на 01.01.16 г.	№№ скважин
Нарушение эксплуатационной колонны	7	Терен – Узек – 315,278,52,97 Каратон – 31,354 Косшагил-152	2	Терен – Узек – 97 Кульсары -31
Переход на вышележащий горизнт	2	Каратон- 426,450	2	Каратон-426,450
Ликвидация аварии	1	Терен-Узек-718	1	Терен-Узек-718
Закачка приостановлена	2	Актобе-21,10	3	Актобе-21,10,103
Итого:	12		8	

**Анализ фонда скважин НГДУ «Жылыоймунайгаз»
за период 2009-2015 гг.**

Таблица 1.6

Наименование	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г	2013г	2014 г	2015 г
Эксплуатационный фонд	739	633	619	620	629	653	640
Действующий фонд	601	595	605	605	600	616	579
Фонтанные скважины	90	94	114	120	118	119	114
Механизированным способом	511	501	491	485	482	497	465
в бездействии	15	18	12	15	15	21	17
в консервации	114	114	119	119	139	122	134
Нагнетательный фонд	118	103	109	107	92	93	83
Водозаборный фонд	6	4	4	4	4	4	4
Наблюдательные	51	55	59	73	74	72	91
Поглощающие	12	12	16	11	13	13	13
В ожидании ликвидации	132	12	4	4	18	28	44
Ликвидированные	977	1111	1116	1121	1121	1130	1131
ИТОГО: весь пробуренный фонд	2017	2032	2042	2055	2072	2087	2096

5.1 Капитальный ремонт скважин.

С целью повышения нефтеотдачи пластов и восстановления призабойной зоны за 2014г силами КРС проведены по видам следующие операции:

- ввод из бездействия- 6 скважин – 550тн;
- ограничение водопритока- 32 скважин – 27929 тн;
- глинокислотная обработка – 3 скважины – 65 тн;
- переход на другой горизонт- 11 скважин – 1921тн;
- ликвидация аварии 2 скважины -622 тн;
- изоляция нарушения колонны- 1 скважина;
- ввод из консервации 5 скважин – 772 тн;
- КРС нагнетательных – 10скважин

Всего по НГДУ проведены 70 ремонтов, на сумму 795,6 млн тенге, из них 60 добывающих и 10 нагнетательных скважин.

Средняя стоимость ремонта 11,365 млн тенге.

Срок окупаемости КРС 2 месяца.

Дополнительно добыто 31859 тн нефти, при плане 30126тн.

В целом по НГДУ, успешность КРС добывающих скважин 70 %.

Средняя продолжительность эффекта 194 сут.

Среднегодовой суточный эффект после КРС - 240 тн.

Среднесуточный эффект на одну скв/опер. 4,0 тн. с учетом успешности 2,8 тн.
Дополнительная накопленная добыча нефти на одну скв./ операции 531 тн.
Успешность нагнетательных скважин 90 %.

По капитальному ремонту скважин около 30% ремонтных работ проводились на месторождении Терен – Узек, с целью восстановления призабойной зоны скважин, регулирования процесса разработки и системы заводнения. проведены на 19 скважинах, начальной суточный эффект 26 тн.

Годовая дополнительная добыча КРС 4482тн, которое составляет 6,3 % годовой добычи месторождения.

Силами КРС 5 скважин введены из консервации, остановленные из – за высокой обводненности и нерентабельности находящиеся в консервации с 1999 года.

Из них по 4 – м скважинам получен положительный результат, среднесуточный эффект на одну скважину 1,1 тн, дополнительно добыто 772 тн нефти, средняя обводненность 95 %

Изоляционно-ликвидационные работы запланировано 39 скважин, фактически проведены на 39 – ти скважинах в объеме 177 122 млн.тенге.

(3 скважины - ликвидация, 36 скважины - переликвидация)

В том числе: **по месторождению Каратон:**

- изоляционно-ликвидационные работы – 2 скважины : №№ 472,474

- переликвидация - 14 скважин:

№№ С-1,26,49,58,111, 300,217,303а, 307, 310, 311, 448, 420,14

По месторождению Терен-Узюк:

- изоляционно-ликвидационные работы – 1 скважина : №335 нагнет.

По месторождению Кошкимбет:

- переликвидация – 1 скважина : №162

По месторождению Кульсары:

- переликвидация - 11 скважин №№ 339,306,248,204,135,136,129,97,29,23,26

По месторождению Тюлюс:

- переликвидация - 5 скважин: №№ 25,23,17,7,5

По месторождению Косчагил:

- переликвидация - 5 скважин: №№ 9,41,26,75,149

По кусту Кульсары ранее ликвидированные скважины около 80% своевременно не проведены изоляционно – ликвидационные работы, цементный мост не установлен, подземное оборудование не поднято, устье скважин не оборудовано согласно по положению.

**Анализ эффективности добывающих скважин
после капитального ремонта за 2014 год
по НГДУ "Жылоймунайгаз"**

Показатели		НГДУ "ЖылойМГ"
С начала года	Кол-во скважин	60
	Подготовка к новым технологиям	
	Не участвующие добычи нефти	1
	Участвующие добыче нефти	59

	в т.ч. без эффекта	14
	с эффектом	41
	Эффект неопределен	4
	Успешность, %	70%
	Продолжительность эффекта, сут.	7935
	Средняя продолжительность эф-та, сут. (*эффект продолжается)	194
	Накопл.доп.добыча за счет КРС,тн	31859
	Ср/сут.доп.добыча нефти на 1скв.,тн/сут.;	4,0
	Ср/сут.доп.добыча нефти на 1скв с учетом успешности., тн/сут.	2,8
	Доп.нак.добыча нефти на 1скв./опер., тн.	531

**Анализ эффективности нагнетательных скважин
после капитального ремонта за 2014 год
по НГДУ "Жылоймунайгаз"**

Показатели		НГДУ "ЖылойМГ"
С начала года	Кол-во скважин	10
	Не участвующие закачке воды	
	Участвующие закачке	10
	в т.ч. без эффекта	1
	с эффектом	9
	Успешность, %	90%
	Продолжительность эффекта, сут.	1619
	Средняя продолжительность эф-та, сут. (*эффект продолжается)	180
	Накопл.доп.закачка за счет КРС,м3/сут	148173,6
	Ср/сут.доп.закачка воды на 1скв.,м3/сут.;	91,5
	Ср/сут.доп.закачка воды на 1скв с учетом успешности.,м3/сут.	82,4
	Доп.нак.закачка на 1скв./опер., м3.	14817,4

5.2 Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин по НГДУ «Жылыоймунайгаз».

За 2014 год по НГДУ «Жылыоймунайгаз» с целью контроля за разработкой месторождений и оценки текущего состояния выработки продуктивных пластов проведены нижеследующие виды работ;

- контроль за текущим положением водонефтяного контакта.
- контроль технического состояния эксплуатационных колонн и качество их цементировании
- определение профиля притока пластового флюида
- состояние определения остаточной нефтенасыщенности и техническое состояние эксплуатационной колонны
- определение профиля приемистости нагнетательных скважин.
- перфорация скважин.

- Всего за 2014 год запланировано ГИС на 119 скважинах на сумму 67,272 тыс. тенге, силами подрядчика ТОО «АтырауГеоконтроль» фактически проведено на 125 скважинах на сумму

- 67,177 тыс. тенге.

Данные промыслово – геофизических исследований используются при планировании капитального ремонта скважин и проведения работ по повышению нефтеотдачи пластов.

По результатам интерпретации геофизических исследований проведены ряд геолого – технических мероприятий в отчетном году и запланировано на 2014 -2015 гг.

Всего по НГДУ перфорация произведена на 25 – ти скважинах в объеме 17,520 млн.тенге при плане 23 скважин. Из них 21 добывающих скважин и 4 нагнетательных скважин, дополнительно добыто 10 553 тн нефти, при плане 7 500 тн.

По Прорвинской группе месторождений за отчетный период перфорация произведена на 11 добывающих скважинах, с целью интенсификации притока нефти, в том числе:

- по месторождению С. Нуржанова 4 скважины №№ 324,325,15,204 дополнительно добыто 6 675 тн нефти, среднесуточный эффект 13 тн.
- по месторождению Западная Прорва 5 скважин №№ 72,84,336,402R,306 дополнительно добыто 571 тн, среднесуточный эффект 4 тн.
- по месторождению Актобе 1 скважина № 1 дополнительно добыто 59 тн нефти, среднесуточный эффект 2,0 тн.
- по месторождению Досмухамбетовское 1 скважина № 68 дополнительно добыто 1 345 тн нефти, среднесуточный эффект 3,0 тн.

По кусту Кульсары перфорация произведена на 14 –ти скважинах.

- по месторождению Акингень 2 скважины №№ 326,315 дополнительно добыто 1 277 тн нефти.
- по месторождению Терен – Узек на 4 скважинах №№ 127,280,141,58 дополнительно добыто 411 тн, среднесуточный эффект 1 тн. И на 2-х нагнетательных скважинах №№ 46,117.
- по месторождению Кисимбай 1 скважина №16а эффект не получен.
- по месторождению Косшагыл 1 скважина №612 дополнительно добыто 215 тн, среднесуточный эффект 2 тн.
- по месторождению Кульсары 1 скважина №229 эффект не получен.
- по месторождению Каратон 1 скважина №433 эффект не получен, и на 2-х нагнетательных скважин №№ 284,200.

Определение остаточной нефтенасыщенности и техническое состояния эксплуатационных колонн проведены 62 скважин в объеме 28,322 млн. тенге..при плане 59 скв в объеме 33,734 млн. тенге.

По Прорвинской группе месторождений определение положения ВНК, технического состояния колонны проведены 12 скважин.

По месторождению С.Нуржанова на 7 – ми скважинах №№ 15,139,148,188,204,215,416.

По результатам ГИС , на 1 скважине № 148 проведен КРС, переход на валанжинский горизонт.

По месторождению Западная Прорва на 2 - х скважинах №№ 88,336.

По месторождению Актюбе на 2 – х скважинах №№ 1,30.

По месторождению Досмухамбетовское на 1 скважине № 50.

По кусту Кульсары определение положения ВНК, технического состояния колонны проведены на 41 - х скважинах.

По месторождению Кульсары на 3–х скважинах №№ 172,173,165

По месторождению Косшагыл на 3 –х скважинах №№ 420,288,333

По месторождению Кисимбай на 5 –ти скважинах №№ 18а,30,32,73,78.

По месторождению Аккудук на 1 скважине № 12.

По месторождению Каратон на 9 скважине №№ 414,450,332,416,496,426,473,465,200.

По месторождению Акинген на 1 скважине № 205

По месторождению Терен – Узек проведены на 28 -ми скважинах. №№ 205, 702нагн, 453набл,143,240,94,351,221,102,213,323,265,349,404,427,364,409,220,88,183,373,30нагн, 284, 414,201набл,306,217,129.

По результатам ГИС в отчетном году проведены изоляционные работы и переход на другой горизонт силами КРС на 7 –ми скважинах №№88,364,409,453набл,205,

Определение профиля притока всего по НГДУ проведены на 15 –ти скважинах в объеме 9,003 млн. тенге. при плане 15 скважин в объеме 8,260 млн.тенге.

Из них по Прорвинской группе 12 скважин №№364,427,418,357,445,245,273,355,443

месторождения С Нуржанова, №№ 401,402R месторождения Западная Прорва.

По кусту Кульсары 3 скважины месторождения Акинген №№ 101,104,110.

Определение профиля приемистости и поглощения всего по НГДУ проведены на 22 скважин в объеме 12,331 млн.тенге. при плане 22 скважин в объеме 9,204 млн.тенге.

Из них по Прорвинской группе 3 скважины №№ 52,243,237 месторождения

С Нуржанова.

по кусту Кульсары 19 скважин.

2 скважины №№ 328,17 месторождения Акинген

1 скважина № 124 месторождения Косшагил

1 скважина № 5 месторождения Аккудук

3 скважина №№ 45,12,15 месторождения Кисимбай

9 скважин №№ 255,117,106,720,149,719,294,114,454 месторождения Терен-Узек

3 скважины №№ 409, 200 месторождения Каратон.

**Объем промыслово-геофизических
исследований по НГДУ «Жылыоймунайгаз» за 2014 г**

Вид исследований	по Прорвинской группе месторождений				по кусту Кульсары			
	план		факт		план		факт	
	к-во СКВ	стоим. тыс.тн	к-во СКВ	стоим. тыс.тн	к-во СКВ	стоим. тыс.тн	к-во СКВ	стоим. тыс.тн
ВНК + тех. состояния	20	16980	12	10233	39	16754	50	18090
перфорация с привязкой	10	6888	9	7647	6	3139	16	9523
перфорация с установкой ВП	0	0	0	0	7	6046	1	350
профиль приемистости и поглощения	7	3835	3	2256	15	5370	19	10076
профиль притока	9	5422	12	7372	6	2838	3	1631
Итого:	46	33125	36	27508	73	34147	89	39670

6. Введение по НГДУ «Жаикмунайгаз»

Геологическая служба нефтегазового управления «Жаикмунайгаз» в течение отчетного года осуществляла контроль за разработкой **10** месторождений: С.балгимбаев, Ровное, Камышитовое Ю.З., Камышитовое Ю.В., Жанаталап, Гран, Забурунье, Новобогатинск Ю.В., Новобогатинское Западное, Новобогатинск Ю.В (надкарнизный блок Лиман)

На этих месторождениях созданы 4 цеха по добыче нефти и газа:

- ЦДН и Г № 1: месторождения С.Балгимбаев-Ровное (с подчинением С.Балгимбаев);
- ЦДН и Г № 2: месторождения Камышитовое Ю.З.-Камышитовое Ю.В.
Новобогатинск Ю.В., Новобогатинское Западное , Новобогатинск Ю.В.(надкарнизный) (с подчинением Камышитовое Ю.З.);
- ЦДН и Г № 3: месторождения Жанаталап – Гран (с подчинением Жанаталап);
- ЦДН и Г № 4: месторождение Забурунье .

Месторождение С.Балгимбаев разрабатывается с 1968 года

Месторождение Ровное разрабатывается с 1978 года

Месторождение Камышитовое Ю.З. разрабатывается с 1972 года

Месторождение Камышитовое Ю.В. разрабатывается с 1987 года

Месторождение Жанаталап разрабатывается с 1974 года

Месторождение Гран разрабатывается с 1973 года

Месторождение Забурунье разрабатывается с 1990 года

Месторождение Новобогатинск Ю.В. разрабатывается с 1998 года

Месторождение Новобогатинское Западное разрабатывается с 2011 года

Месторождение Новобогатинск Ю.В.(надкарнизный блок Лиман)

с 11.10.2013 года находилось в освоении, с 31.12.2013года начата промышленная разработка.

Служба геологии и разработки НГДУ работает под руководством заместителя начальника НГДУ по геологии и разработке и представлена отделом геологии и разработки и цехом исследовательских работ (ЦИР).

Отдел геологии и разработки представлена начальником отдела, заместителем начальника отдела, геологом II категории, двумя геологами.

Цех исследовательских работ представлен начальником цеха, заместителем начальника цеха, 4-мя геологами и 3-мя мастерами.

Перед коллективом НГДУ «Жаикмунайгаз» в отчетном году стояла основная задача – выполнение плана по добыче нефти по месторождениям, которое представлено в нижеследующей таблице:

Месторождения	Д о б ы т о, тн					
	2013г.	2014г.	за 2015 год			
			план	факт	выполн. (+;-)	% выполне- ния
С.Балгимбаев	117290	117156	124802	125694	892	100,7
Ровное	5800	5000	4000	4000	0	100
Камышитовое Ю.З.	242700	245523	240727	241456	729	100,3
Камышитовое Ю.В.	117925	120023	131188	132068	880	100,7
Жанаталап	238804	244520	244621	245369	748	100,3
Гран	57085	53506	50370	50586	216	100,4
Забурунье	162390	150000	133606	133651	45	100,03
Новобогатинск Ю.В.	18246	18505	17980	18095	115	100,6
Новобогат.Западное	229	1767	0	0	0	0
Новобогат Ю.В. блок Лиман		6600	9406	9416	10	
по НГДУ:	960509	962600	956700	960335	3635	100,4

6.1 Капитальный ремонт скважин по НГДУ "Жаикмунайгаз"

Анализ капитального ремонта скважин

В 2015 году по НГДУ "Жаикмунайгаз" фактически с капремонтом закончены 79 скважин и до конца года по ним добыто 36915 тн нефти, при плане 79 скважин с суммарным эффектом 24 026 тн нефти, и дополнительно добыто 12889 тн нефти.

Ввод из бездействия силами КРС

Фактически в отчетном году из бездействия пущены 9 скважин с суммарным эффектом 6250 тыс.тн нефти. при плане 9 скважин с суммарным эффектом 2200 тн нефти, и дополнительно добыто 4050 тн нефти.

Капитальный ремонт нефтяных скважин

Фактически в отчетном году 70 ти скважинах провели капитальный ремонт нефтяных скважинах и до конца года по ним добыто 36915 тн нефти, при плане 71 скважин с суммарным эффектом 24025 тн нефти.

Из числа 70-ти скважин были проведены работы по переходу на другие горизонты 9-скважин, по ограничению водопритока на 54 скважинах, произвели геофизические исследования скважин(ГИС) на 1-ой скважине, ликвидации аварийных работ на 2-х скважинах, устранение негерметичности колонны на 4-х скважинах.

Капитальный ремонт нагнетательных скважин

В 2015 году с капремонтом закончены 8 нагнетательных скважин, при плане 7 скважин. Из числа 8 ми скважин проведены работы по глино-кислотной обработке по 4-м скважинам, устранение негерметичности 1 скважина, ликвидации аварии на 1 скважине, переходу на другой горизонт в 2-х скважинах.

Расшифровка КРС по видам и скважинам приводятся в нижеследующих таблицах.

Анализ ГТМ по видам работ месторождения Гран

В 2015 году по месторождению Гран запланировано произвести 14 геолого-технических мероприятий с суммарным эффектом 1983 тн нефти.

Фактически выполнено 26 геолого-технических мероприятий, с суммарным эффектом 2061 тн нефти.

В 2015 году наибольшие результаты по ГТМ получены за счет капитального ремонта скважин.

Капитальный ремонт действующего фонда

Фактически в отчетном году с капремонтом закончены 3 скважин (№52,15,23) по ним добыто 239 тн нефти, при плане 5 скважин с суммарным эффектом 1250 тн нефти.

Ввод из текущего бездействия

В отчетном году прострел произведен на 1 скважине №64 с суммарным эффектом 229 тн нефти, при плане 1 –ой скважины с эффектом 310 тн нефти.

КРС нагнетательного фонда

В 2015 году с целью увеличения приемистости на нагнетательной скважине № 12 силами КРС произвели глино-кислотную обработку.

6.2 Выполнение промыслово-геофизических исследований скважин по НГДУ «Жаикмунайгаз» за 2015 год

За 2015 год по НГДУ «Жаикмунайгаз» с целью контроля за разработкой месторождений и оценки текущего состояния выработки продуктивных пластов проведены нижеследующие виды работ:

- контроль текущего положения водонефтяного контакта (ВНК) и определение остаточной нефтенасыщенности пластов;
- контроль технического состояния эксплуатационных колонн и качества их цементирования;
- определение профиля притока пластового флюида;
- определения профиля приемистости нагнетательных скважин;
- перфорации скважин по заключению ГИС.

Всего в 2015 году было запланировано проведение ГИС на 115 скважинах, которые по итогам тендера проводились силами подрядной организации ТОО «БатысГеоЗерттеу». Фактически ГИС проведен на 103 скважинах.

Данные промыслово–геофизических исследований используются при планировании капитального ремонта скважин и проведения работ по повышению нефтеотдачи пластов.

По результатам интерпретации геофизических исследований был проведен ряд геолого – технических мероприятий.

По НГДУ «Жаикмунайгаз» на 97 скважинах проведены следующие виды геофизических работ:

- определение характера насыщения пласта и технического состояния колонны - 49 скважин,
- определение профиля притока - 7 скважин,
- определение профиля поглощения - 12 скважин,
- дополнительный прострел – 29 скважин.

В том числе по месторождениям:

По месторождению **С.Балгимбаев** на 7 эксплуатационных скважинах № 15, 90, 86,301,73,93,30наблюд. проведены геофизические работы с целью определения характера насыщения пласта и технического состояния колонны. На 4-х нагнетательных скважинах № 29, 22, 96, 74 определены профили поглощения. На 2 эксплуатационных скважинах произвели дополнительный прострел № 179, 227. По месторождению **Ровное** на 3 эксплуатационных скважинах № 87,15,53 проведены геофизические работы с целью определения характера насыщения пласта и технического состояния колонны и на 1 нагнетательной скважине №102н произвели дополнительный прострел.

По месторождению **Камышитовое Юго-Западное** на 19 эксплуатационных скважинах № 162, 158, 167, 148, 138, 140, 250, 280, 166, 154, 144, 114, 185, 46, 278, 174, 253, 199, 299 и на 1 нагнетательной скважине № 88 проведены геофизические работы с целью определения характера насыщения пласта и технического состояния колонны. На 6 эксплуатационных скважинах № 284, 274, 46, 249, 263, 152 проведены дополнительные прострелы и на 1 эксплуатационной скважине № 198 произвели ГИС по определению профиля притока.

По месторождению **Камышитовое Юго-Восточное** на 7 эксплуатационных скважинах №197, 131, 196, 163, 16, 427, 425 проведены геофизические работы с целью определения характера насыщения пласта и технического состояния колонны. На 5 эксплуатационных скважинах №183,203,155,184,189 определен профиль притока. На скважинах №168,166,197,176,11,2 произвели дополнительный прострел, на скважинах № 178,166,130,7 определен профиль поглощения.

По месторождению **Юго-Восточный Новобогатинск** на 1 эксплуатационной скважине № 22 произвели дополниетльный прострел. По месторождению **Юго-Восточный Новобогатинск (блок Лиман)** на 1 эксплуатационной скважине № Г-2 произвели дополнительный прострел.

По месторождению **Жанаталап** на 8 эксплуатационных скважинах № 179, 76, 169,217,216,230,231,256 проведены геофизические работы с целью определения характера насыщения пласта и технического состояния колонны. На скважинах № 70, 183, 219, 144, 146, 218, 225 произведены дополнительные прострелы, №107,14 определены профили поглощения.

По месторождению **Гран** на 2-х эксплуатационных скважинах № 15,27 проведены геофизические работы с целью определения характера насыщения пласта и технического состояния колонны. На скважинах № 29, 64, 15 произведены дополнительные прострелы.

По месторождению **Забурунье** на 2-х эксплуатационных скважинах №№ 74, 68 проведены геофизические работы с целью определения характера насыщения пласта и технического состояния колонны. На 3 скважинах № 98, 65, 11 профили поглощения, №100,130 произведены дополнительные прострелы.

Основными видами ГИС по определению остаточной нефтенасыщенности и ВНК - являлись ИНГК, ГК ; техническое состояние экс. колонны определялись – ДСИ, ЭМДС, ЛМ, ТМ – до и после закачки, АКЦ-ФКД , определение приемистости нагнетательных скважин – по СТИ, Терм., и перфорации скважины проводилась с привязкой ГК и ЛМ.

По заключениям ГИС, в 2015 году подверглись к различным геолого-техническим мероприятиям 97 скважин. В том числе дострел проведен в 28 скважинах и получена дополнительная добыча 7095 тн. нефти.

**Объем проделанных работ по геофизическому исследованию скважин
НГДУ «Жаикмунайгаз» за 2015г.**

по

Таблица № 34а

№п/п	Виды исследований	План на 2015г	Факт за 2015г.
		кол-во скв.	кол-во скв.
1	Определение нефтеводонасыщенности и ВНК тех. состояния эксп. колонны	41	49
2	Перфорация	25	29
3	Определение профиля притока	11	7
4	Определение профиля приемистости нагнет. скв.	9	12
Итого:		86	97

**Выполненный объем промыслово-геофизических работ
по НГДУ «Жаикмунайгаз» за 2015год**

№п/п	Месторождение	№скв.	Вид промыслово-геофизических работ	Дата проведения
1	С.Балгимбаев	15	ВНК, тех.состояние скв.	4.04.15г
2		30	ВНК, тех.состояние скв	17.09.15г
3		73	ВНК, тех.состояние скв	1.09.15г
4		90	ВНК, тех.состояние скв	11.07.15г
5		86	ВНК, тех.состояние скв	6.08.15г
6		93	ВНК, тех.состояние скв	20.08.15г
7		301	ВНК, тех.состояние скв	14.08.15г
8		22	Профиль поглощения	26.06.15г
9		96	Профиль поглощения	1.07.15г
10		1	Профиль поглощения	27.05.15г
11		74	Профиль поглощения	27.07.15г
12		179	Доп.перфорация	15.09.15г
13		227	Доп.перфорация	17.12.15г
14	Ровное	87	ВНК, тех.состояние скв	15.04.15г
15		15	ВНК, тех.состояние скв	14.05.15г
16		53	ВНК, тех.состояние скв	20.05.15г
17		102	Доп.перфорация	31.08.15г
18	Камышитовое Юго-Западное	162	ВНК, тех.состояние скв	20.04.15
19		158	ВНК, тех.состояние скв	30.04.15г
20		167	ВНК, тех.состояние скв	2.05.15г
21		148	ВНК, тех.состояние скв	14.05.15г

22	Камышитовое Юго-Западное	140	ВНК, тех.состояние скв	6.05.15г
23		138	ВНК, тех.состояние скв	15.05.15г
24		166	ВНК, тех.состояние скв	27.05.15г
25		250	ВНК, тех.состояние скв	28.05.15г
26		280	ВНК, тех.состояние скв	3.06.15г
27		88	ВНК, тех.состояние скв	4.06.15г
28		144	ВНК, тех.состояние скв	07.08.15г
29		114	ВНК, тех.состояние скв	10.08.15г
30		154	ВНК, тех.состояние скв	11.08.15г
31		46	ВНК, тех.состояние скв.	2.05.15г
32		185	ВНК, тех.состояние скв.	3.08.15г
33		278	ВНК, тех.состояние скв.	23.08.15г
34		174	ВНК, тех.состояние скв.	30.08.15г
35		253	ВНК, тех.состояние скв.	7.09.15г
36		199	ВНК, тех.состояние скв	15.10.15г
37		299	ВНК, тех.состояние скв	7.12.15г
38		198	Профиль притока	11.04.15г
39		284	Доп.перфорация	13.04.15г
40		249	Доп.перфорация	9.06.15г
41		46	Доп.перфорация	26.07.15г
42	Новобогатинск Юго-Восточное	274	Доп.перфорация	25.07.15г
43		263	Доп.перфорация	17.11.15г
44		152	Доп.перфорация	14.12.15г
45	Новобогатинск Юго-Восточное	22	Доп.перфорация	21.06.15г
46	Новобогатинск Юго-Восточное(блок Лиман)	Г-2	Доп.перфорация	7.05.15г
47	Камышитовое Юго-Восточное	131	ВНК, тех.состояние скв	7.04.15г
48		163	ВНК, тех.состояние скв	23.05.15г
49		196	ВНК, тех.состояние скв	17.05.15г
50		197	ВНК, тех.состояние скв	06.05.15г
51		16	ВНК, тех.состояние скв	20.06.15г
52		427	ВНК, тех.состояние скв	5.12.15г
53		425	ВНК, тех.состояние скв	7.12.15г
54		178	Профиль поглощения	29.04.15г
55		166	Профиль поглощения	26.05.15г
56		130	Профиль поглощения	23.09.15г
57		7	Профиль поглощения	24.09.15г
58		155	Профиль притока (ЭПШ)	24.06.15г
59		203	Профиль притока (ЭПШ)	25.06.15г
60		183	Профиль притока (ЭПШ)	29.06.15г
61		184	Профиль притока (ЭПШ)	18.08.15г
62		189	Профиль притока (ЭПШ)	16.08.15г
63		168	Доп.перфорация	2.04.15г
64		176	Доп.перфорация	28.04.15г
65		197	Доп.перфорация	14.05.15г
66		166	Доп.перфорация	26.04.15г
67		11	Доп.перфорация	1.10.15г

68		2	Доп.перфорация	13.11.15г
69	Жанаталап	179	ВНК, тех.состояние скв	24.04.15г
70		169	ВНК, тех.состояние скв	17.06.15г
71		76	ВНК, тех.состояние скв	19.06.15г
72		216	ВНК, тех.состояние скв	19.08.15г
73		217	ВНК, тех.состояние скв	12.08.15г
74		230	ВНК, тех.состояние скв	23.09.15г
75		231	ВНК, тех.состояние скв	6.10.15г
76		256	ВНК, тех.состояние скв	16.10.15г
77		14	Профиль поглощения	1.07.15г
78		107	Профиль притока	01.05.15г
79		183	перфорация	17.04.15г
80		70	Доп.перфорация	17.05.15г
81		219	Доп.перфорация	2.06.15г
82		144	Доп.перфорация	30.08.15г
83		146	Доп.перфорация	1.09.15г
84		218	Доп.перфорация	16.09.15г
85		225	Доп.перфорация	16.12.15г
86	Гран	15	ВНК, тех.состояние скв	21.05.15г
87		27	ВНК, тех.состояние скв	20.06.15г
88		29	Доп.перфорация	26.05.15г
89		64	Доп.перфорация	9.06.15г
90		15	Перфорация с уст ВП	01.08.15г
91	Забурунъе	74	ВНК, тех.состояние скв.	20.04.15г
92		68	ВНК, тех.состояние скв.	22.05.15г
93		98	Профиль поглощения	1.04.15г
94		65	Профиль поглощения	3.07.15г
95		11	Профиль поглощения	29.11.15г
96		100	перфорация	14.04.15г
97		130	перфорация	15.09.15г

7. Спуско-подъемные операции

7.1. Перед спуском НКТ в скважину каждую трубу шаблонируют. Перед свинчиванием труб резьбу очищают металлической щеткой и покрывают защитным слоем, предусмотренным ПОР (графитовые смазки, специальный герметик и тому подобные).

7.2. Осуществляется контролируемый долив в скважины с обеспечением уровня промывочной жидкости на устье скважины, по графику с записью в журнале.

7.3. До начала работ обеспечивается наличие рабочего объема промывочной жидкости и запасного не менее двух объемов скважины с параметрами, соответствующими геолого-техническим условиям и регулярным контролем согласно ПОР.

7.4. НКТ свинчивают на всю резьбовую часть трубы и крепят плотно до упора.

7.5. Перед началом ПРС на скважине со станком-качалкой освобождают проход для талевого блока с крюком от кронблока до устья скважины. Для этого головку балансира станка-качалки откидывают назад или отводят в сторону (в зависимости от конструкции).

7.6. Откидывание, отвод в сторону и возврат головки балансира в рабочее положение, снятие и надевание канатной подвески проводят при помощи приспособлений, исключающих необходимость подъема рабочего на балансир станка-качалки.

7.7. Перед ремонтом скважины, оборудованной погружным центробежным электронасосом, обесточить кабель, проверить надежность крепления кабельного ролика и правильность его установки.

7.8. Барабан с кабелем погружного электроцентробежного насоса находится в зоне видимости с пульта управления подъемного агрегата и с рабочей площадки.

7.9. Размотка и намотка кабеля на барабан, установленный в одной вертикальной плоскости с кабельным роликом и устьем скважины, механизированы. Витки кабеля укладываются на барабан правильными рядами.

7.10. Скорость подъема и спуска НКТ определяет лицо контроля во время работы в зависимости от веса, технического состояния НКТ, от скорости долива жидкости глушения в скважину, излива жидкости из скважины, скорости ветра.

7.11. При подъеме НКТ замеряют общую длину НКТ и количество поднятых труб. При спуске НКТ замеряют глубину спуска НКТ и количество спущенных труб, данные замеров заносятся в журнал «Мера труб». В журнале по форме, утвержденной техническим руководителем организации, указываются диаметр, толщина стенки и длина каждой трубы.

Во избежание задевания торцов муфт за внутреннюю стенку эксплуатационной колонны, тройников и крестовиков пользуются направляющими воронками.

Перед спуском насосных штанг в скважину каждую из них осматривают, очищают резьбу металлической щеткой и смазывают графитовой смазкой.

7.12. Не допускается смешивание штанг, изготовленных из разных марок стали. Штанги укладываются на мостках и спускаются в скважину, в соответствии с утвержденной компоновкой в ПОР на ПРС.

7.13. При спуске ступенчатой колонны штанг соблюдаются указания ПОР.

7.14. Штанги, спускаемые в скважину, замеряют, данные замеров заносятся в журнал «Мера штанг» по форме, утвержденной техническим руководителем организации, в журнале указывают диаметр, длину, марку стали каждой спущенной штанги.

7.15. Дефектные трубы и штанги отбраковываются и до окончания ремонта удаляются с мостков с последующим составлением акта, подписываемого руководителем работ и представителем заказчика.

7.16. Выброс на мостки и подъем с них насосно-компрессорных труб диаметром более 51 мм допускается проводить двухтрубками, если длина каждой из них не превышает 16 м, а спускоподъемное сооружение имеет высоту не менее 22 м и ворота вышек допускают свободный проход труб. При подъеме и спуске труб двухтрубками крепится средняя муфта.

7.17. При длительных перерывах в работе по подъему и спуску НКТ устье скважины герметизируется (закрывается).

7.18. Перед СПО проверяется исправность и надежность действия тормозной системы.

7.19. Спуск на мостки и подъем труб с мостков выполняется плавно и на скоростях, не превышающих допустимые.

7.20. Шпильки в проушины элеватора закладываются очень тщательно.

7.21. Чтобы в процессе спуско-подъемной операции штропы не выскочили из проушин, они привязываются к штропам петлей, а шпильки, спайдер, гидравлический ключ имеют фиксацию их положения.

7.22. В соответствии с техническими требованиями и утвержденным техническим руководителем предприятия графиком проверки грузоподъемных механизмов штропы, крюк, элеваторы, шкивы блоков исследуются ультразвуковым дефектоскопом для выявления возникших скрытых раковин, трещин и других дефектов.

7.23. С целью обеспечения очистки наружной поверхности колонны НКТ при ее подъеме и соблюдения чистоты на рабочей площадке рекомендуется устанавливать на устье малогабаритный герметизатор.

8. Исправление смятых участков эксплуатационных колонн

Для исправления смятых участков эксплуатационных колонн существуют различные по конструкции приспособления.

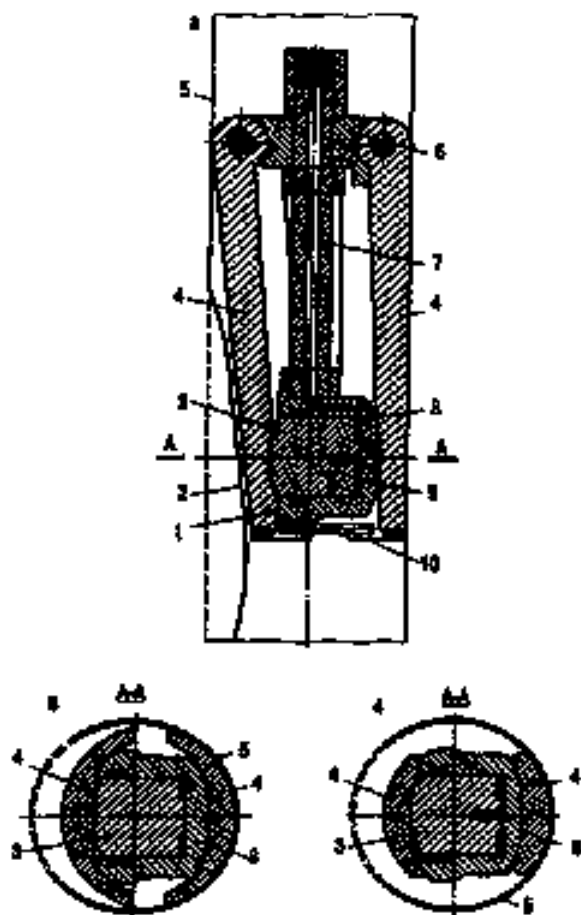


Рис.8.1. Приспособление для выпрямления смятых обсадных труб в скважине:

а — общий вид;

б — с плашками прямой по длине формы;

в — с плашками конусной к низу формы;

Наибольшее распространение получило приспособление Н.Родненского (рис. 8.1). Оно состоит из полого стержня 7, на нижнем конце которого закреплена полая головка (цилиндр) цилиндрическим отверстием для поршня 3, плотно уложенного в головке и снабженного каналом 9. На верхний конец стержня насажен шток 6, с которым шарнирно связаны верхние концы плашек 4; нижние их концы находятся под действием пружины 10, постоянно сжимающей их сблизить, и прилегают к головке 8 и выступающему из нее концу стержня 3.

Приспособление на бурильных или насосно-компрессорных трубах спускают в скважину к месту сужения обсадной колонны и создают давление в его полости. Вследствие этого поршень 3 выдвигается из головки до тех пор, пока направленное книзу отверстие канала 9 не выйдет из края 1 головки 8. После этого давление на поршень 3 сразу понижается, автоматически прекращая раздвигать плашки 4 за нормальный диаметр

обсадной колонны, что фиксируется падением давления на манометре насосного агрегата и расширением колонны в этом месте до нормального диаметра. Таким образом, канал 9 является своего рода предохранителем, исключающим возможное расширение колонны сверх нормального диаметра, что могло бы повлечь за собой разрыв колонны. Затем приспособление спускают ниже на длину выравненного участка колонны, и операцию повторяют.

Если сечение трубы имеет сложную форму (в результате деформации), то целесообразно изготавливать плашки 4 суживающимися к низу.

С целью использования приспособления для ликвидации смятия колонн различных диаметров плашки 4 снабжают накладками, имеющими одинаковую толщину и перекрывающими всю рабочую поверхность плашек. Имея соответствующий набор накладок различной толщины, легко скрепляемых с плашками, можно применять приспособление для выпрямления труб, диаметры которых значительно отличаются друг от друга.

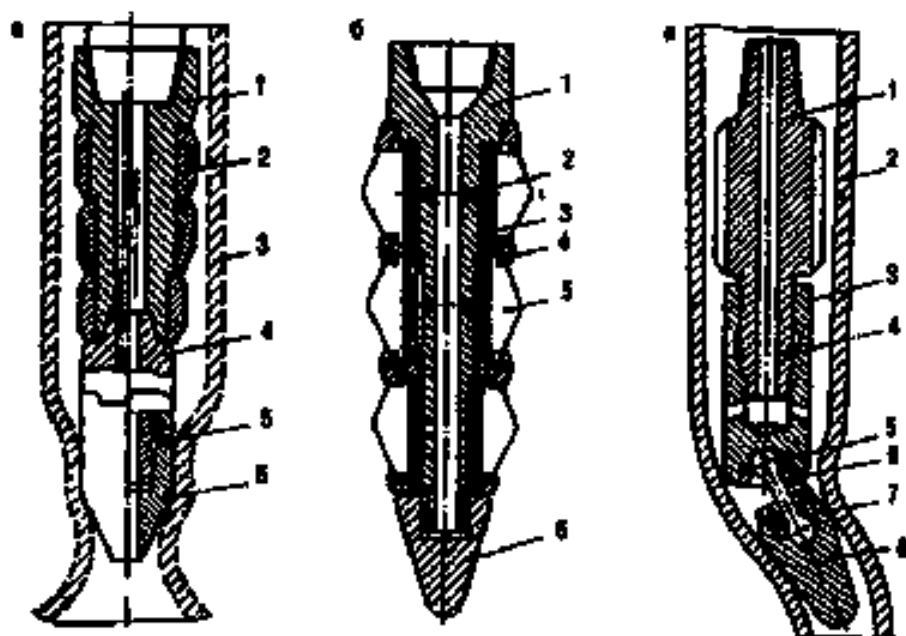


Рис. 8.2. Оправка для выправления смятых обсадных колонн:
а — эксцентриковая; б — гидравлическая с подвижными секторами; в — шарнирная

Оправка конструкции В.П.Панкова для выпрямления смятых обсадных колонн (рис. 8.2, *а*) содержит корпус 1, на котором эксцентрично установлены ролики 2, кулачковый механизм 4 с замком 5 и конусным наконечником эллипсной формы 6.

Оправку через переходник соединяют с УБТ и бурильными (насосно-компрессорными) трубами и спускают к месту смятия колонны. После фиксации инструмента бурильные трубы вращаются с частотой $3 \div 80$ об/мин. При этом конусный наконечник 6 вступает в контакт со смятым участком обсадной колонны. Благодаря эллипсной форме наконечник не вращается, что обеспечивает надежную работу кулачкового механизма без создания значительных осевых нагрузок. При вращении бурильных труб и постоянной осевой нагрузке кулачковый механизм 4 совершает удары по конусному наконечнику 6. Выправление смятой колонны достигается воздействием осевых ударных нагрузок на смятый участок конусного наконечника 6 и радиальных нагрузок эксцентриковых роликов 2 при интенсивной промывке скважины. После прохода смятого участка эксцентриковыми роликами, ликвидации посадок и затяжек инструмента процесс выправления заканчивается, и оправку извлекают на поверхность.

На рис. 8.2,б показана **оправка**, состоящая из полой перфорированной штанги 1, фигурных вкладышей 2, упругих цилиндрических диафрагм 3, ограничителей 4, радиальных подвижных секторов 5 и конусного пуансона 6.

Штанга 1 соединяется с колонной УБТ определенного веса для создания осевой нагрузки на смятый участок трубы. При этом подвижные секторы 5 сжимаются и опираются на упругие диафрагмы 3, а фигурные вкладыши 2 уменьшают удельное давление на диафрагмы 3 и предохраняют их торцевые уплотнения от разрушения при создании радиальных нагрузок.

После создания соответствующей осевой нагрузки создают перепад давления, и жидкость через каналы штанги 1 направляется в полость упругой диафрагмы 3, раздвигая подвижные секторы 5, которые в свою очередь разжимают смятый участок колонны. Этот участок получает форму цилиндра, так как подвижные секторы имеют ограничители и, если один сектор радиально переместился до ограничителя 4 раньше других, то он будет находиться там до тех пор, пока остальные секторы не дойдут до своего ограничителя.

При выпрямлении смятой колонны оправку спускают вниз постепенно, воздействуя радиальными усилиями секторов сначала нижней ступени, а потом верхней, наружный диаметр которой соответствует номинальному внутреннему диаметру обсадной колонны. Когда оправка начнет двигаться вверх и вниз по колонне без затяжек и посадок, процесс выпрямления смятой колонны заканчивают. Давление в трубах снижают до нуля, и устройство извлекают на поверхность.

Оправка шарнирного типа (рис.8.2,в) содержит корпус 1, наконечники 3, 8, радиальную опору 4, шарнир 5 и резьбовые пробки 6, 7.

Оправку спускают на трубах в скважину до места смятия обсадной колонны 2. Наконечник 8 упирается в смятый участок и, поворачиваясь на шарнире, проходит свободно его поперечный изгибающий момент в теле устройства не возникает. В результате резко уменьшается опасность перегрузки и возникновения разрушающих напряжений, а следовательно, повышается надежность работы устройства.

Кроме того, происходит расклинивание наконечника 8 в смятой стенке колонны. Возникающие при этом распорные усилия в плоскости контакта наконечника со стенкой колонны не имеют тенденции к ее продавливанию или прорыву, так как наконечник перемещается почти параллельно стенке смятой колонны. Таким образом, исключается возможность самопроизвольного выхода наконечника 8 и всей оправки за колонну.

После того как обсадная колонна выправлена нижней частью наконечника, в нее свободно входит верхняя часть, имеющая сечение меньше, чем внутреннее сечение выправленного участка колонны.

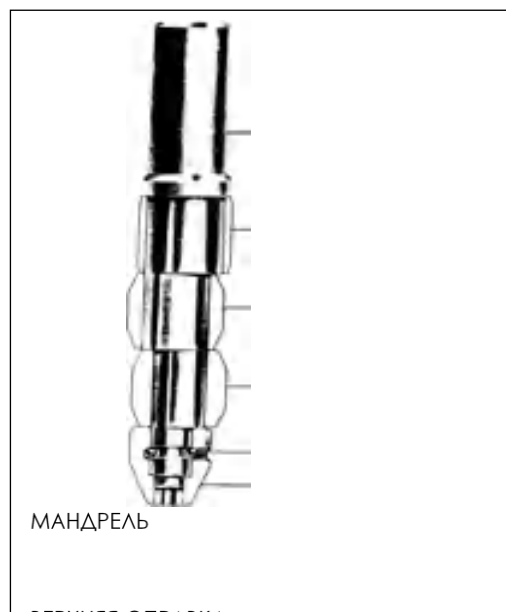
Оправку через смятый участок спускают неоднократно до тех пор, пока затяжки и посадки при движении оправки вверх или вниз не исчезнут. После этого устройство поднимают на поверхность.

В зарубежной практике применяются оправки для выправления труб аналогичной конструкции.

Для сокращения времени при обследовании скважин на проходимость инструмента целесообразно шаблонирование и выпрямление смятого участка обсадной колонны совмещать в одну спускоподъемную операцию. При этом необходимо вместо простой оправки использовать оправки (приспособления), применяемые для ликвидации смятия обсадных колонн.

На рис.8.3 показана **оправка фирмы Bowen**. Она идентична оправке Панкова. Оправку следует использовать при небольшом смятии обсадной трубы.

Оправка для обсадной трубы Bowen позволяет восстановить первоначальный внутренний диаметр трубы. Инструмент состоит из взаимозаменяемых оправок и конического наконечника, смонтированных на эксцентричной мандрели. При вращении инструмента одна из оправок контактирует с одной стороной обсадной трубы, а другая — с противоположной стороной.



Порядок работ оправкой Bowen:

- 1) Спускают вращающуюся оправку и рабочую колонну вплоть до контакта с поврежденным участком.
- 2) После достижения контакта увеличивают скорость вращения до 50÷75 об/мин и медленно опускают колонну со средней нагрузкой. Высокая скорость вращения при недостаточной нагрузке приводит к износу оправок.
- 3) Постепенно продолжают спуск до восстановления внутреннего диаметра обсадной трубы.

9. Ремонтно-изоляционные работы

Для предупреждения и ликвидации обводнения скважин применяют различные способы. Классификация способов предупреждения и ликвидации обводнения скважин приведена на рис. 9.1.

Существующие способы предупреждения и ликвидации обводнения скважин разделяют на три группы: технологические, механические и физико-химические (изоляция водопритоков).

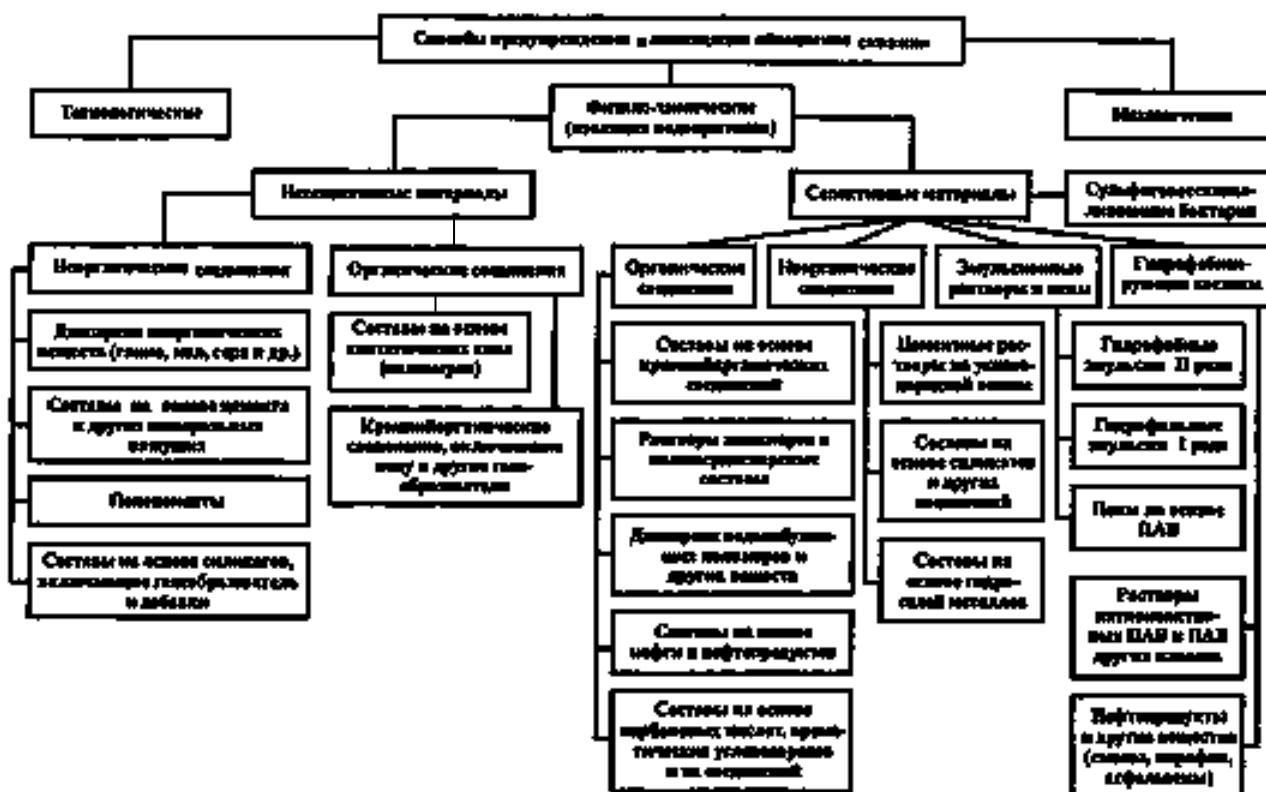


Рис. 9.1. Способы предупреждения и ликвидации обводнения скважин

В прошлом РИР сводились к установке цементных мостов либо закачке полимеров. Главной причиной последовательных неудач в попытках борьбы с водопритоками являлось недостаточное понимание возникающих проблем и, как следствие, принятие неправильных решений. Успешность РИР во многом определяется:

1. правильным выбором скважин для проведения РИР и качеством проводимых геолого-геофизических исследований скважин;
2. правильным выбором технологии РИР;
3. правильным выбором соответствующего изоляционного материала.

Исключение или недооценивание значения одного из этих факторов снижает успешность всего мероприятия по планированию РИР.

Оценка технологической успешности РИР позволяет оценить правильность выбора скважины-кандидата для проведения РИР и эффективность применяемой технологии.

Процент успешности выполнения РИР (технологическая успешность):

$$T_{\text{тс}} = \frac{N_{\text{удл}} - (N_{\text{неуд}} + N_{\text{х}})}{N_{\text{удл}} - N_{\text{х}}} \cdot 100\%,$$

Где, $N_{\text{удл}}$ – количество выполненных РИР, скв./операций;
 $N_{\text{неуд}}$ – количество неуспешных (некачественных) РИР, скв./операций;

N_x – скважины, находящиеся под станком (на выводе)

Технологическая успешность РИР подтверждается как геофизическими исследованиями после проведения РИР, так и параметрами работы скважины при выводе на режим.

По числу выполненных РИР можно уже судить о их значимости и проблемах, возникающих при ремонтах. Низкая геологическая и технологическая успешность свидетельствует о неправильном выборе скважин-кандидатов, технологии, состава изоляционных материалов и т.д.

ГТМ можно признать успешным, если режим работы скважины после его проведения будет рентабельным, расходы на выполнение ГТМ будут окупаться в течение межремонтного периода работы скважины. По числу выполненных РИР можно уже судить о их значимости и проблемах, возникающих при ремонтах. Низкая геологическая и технологическая успешность свидетельствует о неправильном выборе скважин-кандидатов, технологии, состава изоляционных материалов и т.д.

Избирательность тампонирования водопрводящих каналов будет определяться не только химическим составом водоизоляционной композиции, но и неравномерностью ее проникновения в нефте- и водонасыщенные интервалы за счет вязкости, плотности флюида и проницаемости породы, а также некоторыми технологическими особенностями обработки и эксплуатации скважин.

Приоритетным фактором для выбора технологии и тампонирующего материала является характер обводнения скважин. По данному фактору РИР можно разделить на следующие виды:

- ликвидация заколонных перетоков как с выше-, так и с нижележащих водоносных пластов;
- ограничение притока подошвенных вод (залежи с подстилающими подошвенными водами);
- ликвидация прорыва пластовых и нагнетаемых вод по наиболее проницаемым прослоям внутри нефтяной толщи;
- повышение нефтеотдачи продуктивных пластов за счет выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах;
водоизоляционные работы, проводимые в добывающих и нагнетательных скважинах одновременно;
- отключение отдельных пластов (необходимость проведения данного вида РИР возникает в скважинах, одновременно эксплуатирующих несколько пластов);
- ликвидация нарушений обсадных колонн;

- перевод скважин на нижние пласты/горизонты, временная консервация и ликвидация скважины (осуществляется с действующим положением о порядке перевода скважин на другие горизонты, временной консервации и ликвидации скважин).

Кроме того, на выбор технологии РИР и тампонирующего материала влияют следующие факторы:

- особенности геологического строения месторождения, пласта, собственно объекта воздействия;
- геолого-промысловые характеристики месторождения, пласта, условия разработки и т.д.;
- конструкция скважины, ее техническое состояние, имеющееся подземное и наземное оборудование и др.

С учетом указанных факторов разрабатывается собственно технология проведения РИР и подбирается наиболее подходящая к ним рецептура изоляционной композиции.

Целесообразность проведения РИР в первую очередь зависит от общего состояния и эффективности системы разработки на участке залежи (месторождения). В настоящее время имеется множество методов/критериев выбора потенциальных скважин-кандидатов для проведения РИР (см. таблицу), каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки. Использовать лишь один метод/критерий при планировании РИР было бы неправильно, поскольку каждый из них является опорным инструментом в отборе скважин из большого массива данных и требует в дальнейшем детального поскважинного просмотра.

В основном методы/критерии подбора скважин-кандидатов базируются на:

- сопоставлении показателей их разработки с состоянием разработки месторождения в целом;
- использовании критериев применимости, учитывающих геолого-физическую характеристику коллекторов, физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов, систему разработки, состояние выработки запасов нефти;
- изучении причин обводнения.

Для обоснования вида РИР должны быть установлены причины несоответствия, т.е. причины обводнения скважины: нарушение обсадной колонны, негерметичное цементное кольцо, обводнение отдельных интервалов продуктивного пласта и др. Установить причины обводнения можно на основе анализа геолого-эксплуатационных данных по скважине и данных о разработке отдельных участков залежи и пласта в целом.

Иногда может быть установлена необходимость проведения того или иного вида РИР и сделан выбор метода, технологической схемы и изоляционного материала или разобщающего средства. Если же анализ перечисленных сведений не позволяет получить однозначных

заклучений о причинах обводнения скважин и путях поступления воды в них, то на его основе можно определить комплекс дополнительных исследований для уточнения причин обводнения.

Правильный выбор технологии и тампонажного материала ставит своей целью:

- заполнение тампонажным составом пористой среды, каналов в скважине или прискважинном участке горных пород и оптимальное структурообразование в них в технологически приемлемые сроки операции тампонирувания;
- формирование изоляционного экрана с достаточным сопротивлением ожидаемому перепаду давления при сохранении или улучшении условий фильтрации нефти в скважину из продуктивных интервалов и пластов;
- максимальное сокращение количества и упрощение технологических операций;
- безопасность работ для персонала и предотвращение негативных экологических последствий.

9.1. Виды водопритоков, порядок выбора технологии РИР и тампонажных материалов.

9.1.1. Виды водопритоков определяются геологическим строением нефтяного месторождения, проницаемостной неоднородностью продуктивного пласта, наличием подошвенных и контурных вод в разрезе скважины, близким расположением водяных пластов, а также способом эксплуатации месторождения предусматривающим нагнетание вод с целью поддержания пластового давления. Основные виды водопритоков, встречающиеся на практике, приведены на рис.9.2.

9.1.2. «Нижними» или «верхними» водами, попадающими в продукцию нефтяных скважин, называют пластовые воды, насыщающие пласт, который залегает ниже или выше эксплуатирующегося продуктивного пласта с наличием разобщающих слабопроницаемых пород толщиной не менее 1,5÷2,0 м (см. рис.9.2, А, Б, Е).

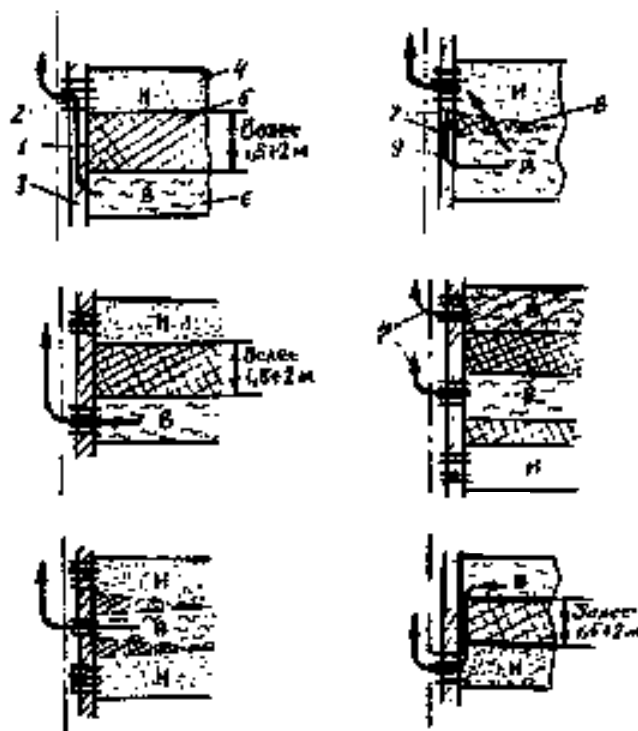


Рис.9.2. Виды водопритоков в скважины

- А* – заколонные перетоки из нижележащего пласта;
Б – приток подошвенных вод;
В – обводнение нижнего перфорированного пласта;
Г – обводнение верхнего и промежуточного пластов;
Д – водоприток в перфорированном интервале продуктивного пласта;
Е – заколонные перетоки из вышележащего пласта.

- | | |
|--|--|
| <i>1</i> – обсадная колонна; | <i>6</i> – водоносный пласт (<i>В</i>); |
| <i>2</i> – перфорация; | <i>7</i> – направление движения воды; |
| <i>3</i> – цементное кольцо; | <i>8</i> – возможные литологические прослойки; |
| <i>4</i> – нефтеносный пласт (<i>Н</i>); | <i>9</i> – ось скважины. |
| <i>5</i> – литологический раздел; | |

9.1.3. Монолитным нефтяным пластом с подошвенной водой в практике проведения РИР называют коллектор, насыщенный в кровельной части нефтью, в подошвенной – пластовой водой, в котором нефтяная и водоносная части пласта не разделены слабопроницаемым прослоем толщиной более 1,5÷2,0 м (см.рис.9.2, Б). Как правило, эксплуатационную колонну в интервале залегания подошвенной воды не перфорируют, и вода поступает в скважину по негерметичному кольцевому пространству, реже – по прискважинному участку породы «конусом».

9.1.4. Изоляция обводненного перфорированного пласта производится в случаях его полного обводнения, истощения или экономической целесообразности дальнейшей эксплуатации (см. рис.9.2, В, Г).

9.1.5. Контурными водами, обводняющими продукцию скважин, называют

пластовые воды, первично располагавшиеся за контуром нефтяной залежи, а в процессе её разработки подошедшие по продуктивному пласту к интервалу перфорации добывающей скважины. К этому же типу обводнения скважин могут быть отнесены нагнетаемые (закачиваемые) воды, обводняющие продукцию нефтяных скважин при подходе к ним фронта внутриконтурного заводнения (см. рис.9.2, Д).

9.1.6. Выбор технологии РИР и тампонажных материалов осуществляется в зависимости от вида работ и геологических условий в скважинах по представленным далее по тексту таблицам.

Таблицы состоят из трех основных частей:

- геолого-технические условия (ГТУ);
- технология РИР;
- тампонажные материалы.

Первая часть содержит показатели основных геолого-технических условий (ГТУ), являющихся определяющими при выборе технологии ремонта скважин и тампонажного материала.

Вторая часть содержит набор технологических методов, которые осуществляются при ремонте скважины.

Третья часть содержит рекомендуемые тампонажные материалы.

По совокупности значений геолого-технических условий определяются технология РИР и необходимый тип тампонажного материала. Таким образом, каждая вертикальная колонка (при восстановлении герметичности соединительных узлов колонн – горизонтальная строка) представляет собой возможный вариант геолого-технических условий и рекомендуемые для этих условий технологию РИР и тампонажные материалы. Такая совокупность по каждому варианту отличается знаками «плюс» по каждой колонке. Если в одной колонке плюсом отмечено несколько технологических схем или тампонажных материалов, то каждый из них может быть применен для данных геолого-технических условий. Последовательность предпочтения тому или иному материалу отмечается количеством штрихов над знаком «плюс». Например, тампонажный материал (+') более предпочтителен, чем материал (+") и т.д. Если последовательно производится несколько операций РИР или последовательно применяются несколько тампонажных материалов, то вместо знака «плюс» устанавливается нумерация согласно последовательности работ. Так, например, тампонажный состав (2) закачивается после тампонажного состава (1). Предпочтение тому или иному тампонажному материалу (технологической схеме) также обозначается штрихами.

9.1.7. Выбор технологии и тампонажного материала осуществляется в следующей последовательности:

- заказчиком выдаются необходимые геолого-технические данные по скважине и режиму эксплуатации залежи на участке её расположения;
- условия скважины идентифицируются с выделенными в настоящем регламенте классификационными подразделениями геолого-технических условий, по таблицам определяется вертикальная колонка, соответствующая имеющимся геолого-техническим условиям, по этой же колонке определяются технология и тампонажный материал РИР;
- если для данных геолого-технических условий может быть рекомендовано несколько тампонажных материалов, то выбор конкретизируется, исходя из экономической целесообразности, наличия на предприятии реагентов и материалов, их токсичности, а также более простой технологии работ. Для этой цели используют справочный материал, представленный в приложениях.

9.1.8. Классификация тампонажных материалов, химических веществ и композиций, основанная на физико-химических принципах их воздействия на изолируемую среду, с учетом дисперсного состояния и механизма формирования пространственной структуры, приведена в приложении 1.

9.1.9. Тампонажные составы на минеральной основе с повышенными изоляционными свойствами при РИР с добавками органоаэросилов, латекса и асбеста, технология применения и последовательность выбора приведены в приложении 2. Характеристика рецептур тампонажных гелеобразующих составов приведена в приложении 3. Кремнийорганический водоизолирующий реагент «Продукт 119-204» и технология его применения представлены в приложении 4.

9.1.10. Тампонажные составы, наиболее распространенные в отрасли, рекомендуемые для эффективного применения при РИР, и их основные свойства приведены в приложении 5.

9.1.11. Краткие сведения об имеющихся в отрасли тампонажных материалах на минеральной основе, свойствах их растворов и камня приведены в приложении 6 (табл.13). Для придания тех или иных свойств тампонажным растворам на минеральной основе и формируемым на их основе тампонажным материалам в растворы вводятся химические реагенты – ускорители и замедлители схватывания (табл.9.14), понизители водоотдачи (табл.9.15).

Среди приведенных реагентов имеются пластификаторы и реагенты, повышающие седиментационную устойчивость растворов. В приложении приведены фактические сведения действия реагентов, в основном, на примере портландцементных растворов. На тампонажные растворы из других минеральных вяжущих химические обработки оказывают аналогичное действие.

9.1.12. Сведения о компонентах тампонажных составов и реагентах, предназначенных для регулирования их свойств, приведены в приложении 7.

9.1.13. При выборе рецептуры для приготовления конкретных тампонажных составов для РИР необходимо руководствоваться действующими в отрасли инструкциями фирм-разработчиков технологий РИР (приложение 8).

9.2. Выбор технологии и тампонажных материалов при водоизоляционных работах

9.2.1. Ликвидация заколонных перетоков флюидов к интервалу перфорации из ниже- или вышезалегающих пластов (нижние, верхние и подошвенные воды).

9.2.1.1. Определяющими геолого-техническими условиями при выборе технологии РИР и тампонажных материалов являются:

- расстояние от интервала перфорации до обводняющего пласта;
- приемистость объекта изоляции при нагнетании воды;
- планируемая депрессия на продуктивный пласт после РИР;
- направление движения вод (сверху, снизу).

9.2.1.2. При изоляции верхних вод для защиты продуктивного пласта от загрязнения тампонажным раствором нижнюю часть перфорированного интервала колонн следует перекрыть песчаной пробкой, неперекрытым достаточно оставить не более 1 м интервала перфорации. Если расстояние между интервалом перфорации и забоем скважины более 20 м, целесообразна установка цементного моста.

9.2.1.3. При использовании для РИР водоцементных растворов обязательна их обработка понизителями водоотдачи.

9.2.1.4. Если, несмотря на принятые меры (дренирование, кислотные обработки и др.) приемистость скважины составляет $0,6 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$ и менее, следует в качестве зоны ввода тампонажной смеси в каналы перетока использовать специальные перфорационные отверстия в колонне, выполненные против плотных разделов между продуктивным и водоносным пластами или в кровле водоносного пласта.

9.2.1.5. Для восстановления герметичности эксплуатационной колонны в интервале спецотверстий может быть установлен металлический пластырь. Однако его применение ограничивается депрессией в скважине в процессе эксплуатации не более 8,0 МПа.

9.2.1.6. При применении гелеобразующих полимерных тампонажных материалов (ПТМ) в качестве заключительной порции тампонажного состава, закачиваемого за колонну, использовать цементный раствор.

При использовании отверждающихся ПТМ над песчаной пробкой следует установить цементный стакан или осуществить засыпку глиной толщиной 1 м для предупреждения фильтрации ПТМ в продуктивный коллектор. Кроме этого, может быть применен пакер ПРС.

9.2.1.7. Запрещается применение фильтрующихся ПТМ при лучших коллекторских свойствах нефтяного пласта (коэффициент гидропроводности в 1,5 раза выше

водонасыщенного пласта) и более низких значениях величины пластового давления по сравнению с водоносным пластом с незащищенным интервалом продуктивного пласта из-за опасности его «загрязнения».

9.2.1.8. Выбор тампонажных материалов и технологических схем при изоляции заколонных водопритоков из неперфорированных пластов или неперфорированной части продуктивных пластов (нижние верхние и подошвенные воды) производится по табл.9.1.

9.2.1.9. Пример выбора технологической схемы РИР и тампонажного материала по табл.9.1: скважина обводнена в результате заколонных перетоков из вышележащего пласта, расстояние от интервала перфорации до обводняющего пласта 3 м, приемистость скважины при нагнетании воды в зону перетоков $6 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$, планируемая депрессия на продуктивный пласт после РИР 4 МПа. Данным условиям соответствует вариант 4. В скважине с указанными условиями необходимо частичное перекрытие интервала перфорации песчаной пробкой или цементным мостом с оставлением 1 м перфорационных отверстий непокрытыми (может быть применен также метод тампонирования через весь интервал перфорационных отверстий), тампонирование под давлением производится с оставлением тампонажного моста, в качестве тампонажных составов использовать гелеобразующие составы с последующим докреплением тампонажным портландцементом (возможны разные рецептуры), могут также быть использованы составы АКРОН, АКОР, «Ремонт-1» и составы на основе ТС-10 (ТСД-9).

9.2.1.10. Приток подошвенной воды в монолитных пластах может быть связан как с наличием заколонной циркуляции в скважине ниже интервала перфорации, так и с образованием конуса обводнения. Последнее с наибольшей вероятностью отмечается в скважинах с пластами, в которых геофизическими исследованиями не выделяются глинистые перемычки толщиной свыше 0,5 м и в которых интервал перфорации удален от водонефтяного контакта менее $4 \div 5$ м. В этом случае изоляция имеющейся заколонной циркуляции с водонасыщенной частью пласта не может существенно изменить динамику обводнения скважин, так как необходимо изменить характер движения воды в призабойной зоне пласта. С этой целью рекомендуется создание «экранов-блокад» в призабойной зоне радиусом до $5 \div 10$ м путем закачки легкофильтрующихся составов с последующим их докреплением (при необходимости) цементным раствором. В силу гидродинамических особенностей фильтрации воды и нефти проведение таких обработок наиболее эффективно при нефтенасыщенной толщине пласта свыше $3 \div 4$ м. Выбор технологических схем и тампонажных материалов при ограничении притока подошвенной воды приведен в табл.9.2.

10. Капитальный ремонт скважин

1. Для подземного и капитального ремонта скважины организацией, являющейся исполнителем работ разрабатывается и утверждается ПОР по ремонту при опасности ГНВП или ОФ, наличии в пластовом флюиде сероводорода работы проводятся по согласованию с АСС.
2. Для ремонта скважин методом бурения наклонно-направленных и горизонтальных стволов, связанных с изменением конструкции и вскрытием новых продуктивных горизонтов разрабатывается проект на строительство скважины.
3. При проведении ремонта скважин должно обеспечиваться наличие и функционирование приборов и систем контроля, средств механизации, противоаварийной защиты.
4. После подъема подземного оборудования эксплуатационную колонну скважины очищают от отложений солей, смол, асфальтенов, парафина, продуктов коррозии и шаблонируют шаблоном соответствующим диаметру колонны.
Замеряют глубину искусственного забоя.
5. Чистка песчаных пробок желонкой в фонтанных скважинах с возможными ГНВП не допускается.
Эксплуатационную колонну опрессовывают жидкостью глушения скважины давлением равным давлению опрессовки при окончании бурения.
6. При спуске в скважину подземного оборудования (воронку на конце НКТ, газлифтные клапаны, муфты, глубинные насосы) замеряют глубину спуска подземного оборудования. Результаты замеров указывают в акте на передачу скважины из ПРС в эксплуатацию.
7. На объекте ведется «Журнал проведения учебно-тренировочных занятий по команде «ВЫБРОС» для регистрации записи представителями АСС.
8. При ремонте скважин с аномально-высоким пластовым давлением, в целях промышленной и противofонтанной безопасности выбор ПВО для установки на устье скважины, осуществляется с рабочим давлением 1,5кратно превышающим максимально ожидаемое избыточное давление на устье.
9. Непосредственно на объектах должны быть Акты проведения опрессовки ПВО, шарового крана, обратного клапана, перфорационной задвижки, посадочного фланца с центральным запорным краном или задвижкой высокого давления в базовых условиях, сертификаты качества и состава на применяемой гидравлической жидкости (масла) и азота в гидравлической системе запорного и ПВО.
10. Передача скважин для реконструкции ремонта и приемка их после ремонта и реконструкции оформляется актами.
11. Перед началом ремонта проводится предварительный осмотр и проверка исправности комплекта оборудования, инструмента и приспособлений, погрузка, транспортировка, разгрузка и его размещение на устье скважины, установка вышки (мачты), мостков, стеллажей, рабочей площадки, транспортировка и укладка на мостках, стеллажах труб, штанг, насосов, осмотр каната и кронблока, оснастки талевого механизма и смазка его элементов, проверка состояния вышек, мачт, крепления оттяжек, ремонт лестниц, полов, мостков, стеллажей.
12. Перед началом ремонтных работ производится инструктаж персонала по технике безопасности с регистрацией в журнале инструктажа.
13. При опасности возникновения загазованности воздуха рабочей зоны и при наличии взрывопожароопасности технологической среды, работы по ремонту скважины выполняются по наряду-допуску с указанием мероприятий по безопасности.

14. Ремонтные работы на кустовой площадке проводятся после выполнения мероприятий, обеспечивающих безопасную эксплуатацию скважин. Одновременное проведение работ на нескольких скважинах и порядок взаимодействия исполнителей регламентируются утвержденным ПОР.

15. При возникновении опасной ситуации каждый ответственный производитель работ оповещает персонал на кустовой площадке. Работы приостанавливаются до устранения опасной ситуации.

Устье скважины, находящееся в эксплуатации, трубопроводы, арматура в опасной зоне защищаются от возможного механического воздействия при ремонте на скважинах кустовой площадки. Способы защиты указываются в ПОР.

16. Конструкция защитного экранирующего устройства или ограждения исключает возможность образования загазованности зон и обеспечивает свободный доступ к узлам управления скважиной.

Освоение скважин после завершения ремонтных работ производится с участием представителя заказчика.

17. При освоении и ремонте скважин принимаются меры по предотвращению утечки разлива нефти, жидкости, находящейся в стволе скважины. При подъеме колонны труб с сифоном, производится постоянный долив скважины с поддержанием уровня жидкости на устье.

18. При проведении ремонтно-изоляционных работ, перфорация обсадных колонн в интервале возможного гидравлического разрыва пластов давлением газа, нефти (после вызова притока), в интервале проницаемых непродуктивных пластов не допускается.

19. На время перфорации вокруг устья скважины устанавливается и обозначается опасная зона, с указанием в ПОР.

11. Промыслово-геофизические исследования для решения задач капитального ремонта скважин

Эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки с помощью различных видов капитального ремонта скважин определяется полнотой и достоверностью информации об объектах капитального ремонта, получаемой методами ГИС. Целью геофизических исследований в скважинах, передаваемых в капитальный ремонт, является получение информации о причинах обводнения продукции и о техническом состоянии скважины, контроль за технологическими операциями и результатами проведенных ремонтов. Ниже, исходя из изложенных выше задач ГИС и основных видов КРС (согласно классификатору ремонтных работ), приведены результаты анализа эффективности методов ГИС по решаемым задачам, определена результативность КРС в зависимости от полноты и достоверности получаемой информации об объекте ремонта, даны рекомендации по повышению эффективности ГИС. На месторождениях осуществляются различные геолого-технические мероприятия по поддержанию уровня добычи нефти, связанные с перераспределением объемов закачиваемой воды, дифференциацией давления нагнетания по

пластам, бурением дополнительных скважин, переводом скважин в консервацию, различными видами капитального ремонта (ликвидация источников обводнения, отключение обводнившихся пластов, исправление различных нарушений в конструкции скважины и т. д.). Принятая система разработки месторождений основана на поддержании пластового давления, преимущественно внутриконтурного, с совмещением по большинству скважин в единый объект разработки всех продуктивных пластов. Обводненность добываемой продукции по ряду месторождений достигла 95 %.

11.1 Геофизические исследования в интервале объекта разработки

На долю этого вида КРС, особенно на поздней стадии разработки месторождений, приходится наибольший объем исследований и общих трудозатрат, обусловленных применением сложных технологий при отключении интервалов и пластов и более трудоемких операций (как правило, они проводятся совместно с бригадой КРС) при проведении ГИС: закачки или отбора жидкости, вывода скважин при исследовании на режим, близкий к эксплуатационному, с помощью компрессора.

Очевидно, от того, насколько верно будет определен объект изоляции и выбраны способы проведения изоляционных работ, во многом зависят стоимость, продолжительность и результат капитального ремонта в каждой конкретной скважине. Задачами ГИС по этой категории скважин капитального ремонта являются: определение интервалов поступления воды в скважину, определение положения ВНК, характера насыщения эксплуатирующихся и неперфорированных пластов. Наиболее распространенные причины обводнения продукции - заколонная циркуляция в интервалах негерметичности заколонного пространства, подтягивание подошвенной воды при эксплуатации пластов с ВНК, подход фронта пластовой или закачиваемой воды непосредственно по пласту, вскрытому перфорацией. Основными видами изоляционных работ являются, соответственно, отключение отдельного обводненного интервала (КР1-1) или всего пласта (КР1-2), восстановление герметичности заколонного пространства (КР1-3), оценка выработки продуктивных пластов (КР1-1), переход на другие горизонты (КР5) или приобщение пластов, дополнительная перфорация (КР7), перевод скважины в другую категорию (КР6).

При определении комплекса геофизических исследований следует учитывать, что в капитальный ремонт с целью изоляции притока воды передаются скважины с различной обводненностью добываемой продукции, но наибольший объем ремонтных работ выполняется при достижении предельной обводненности продукции ($98 \div 100$ %).

11.2 Геофизические исследования при отключении отдельных пластов (КР1-2)

При наличии в скважине одного пласта, вскрытого перфорацией, изоляционные работы могут завершиться ликвидацией скважины, отключением пласта и переводом скважины на другой эксплуатационный объект или проведением селективной изоляции пласта. В таких скважинах по данным ГИС необходимо определить интервал поступления воды в скважину, состояние выработки запасов изолируемого пласта (охват заводнением по мощности коллектора) и оценить характер насыщения пласта, который будет вскрыт перфорацией после изоляционных работ. В случае наличия в скважине нескольких пластов, эксплуатирующихся единым фильтром, задача ГИС сводится к выявлению предельно обводнившихся пластов, т.е. необходимо установить, что их насыщение нефтью - ниже критической, и притекающая из него жидкость практически нефти не содержит, пласт промыт, и достигнуто однофазное течение воды по нему. При выявлении легочников обводнения продукции наилучшие результаты геофизические исследования дают либо в действующих скважинах, либо при различных способах воздействия (закачка, отбор, компрессирование).

При определенной обводненности продукции выявить, какой из пластов, вскрытых перфорацией, является источником поступления воды в скважину, в большинстве случаев возможно по наибольшей производительности. Для этого достаточно исследований механическим расходомером и термометром. Последний позволяет судить о том, является ли причиной обводнения продукции заводнение пласта, или же вода поступает к интервалу перфорации по негерметичному заколонному пространству из ниже- или вышележащих водоносных пластов. В качестве дополнительных методов следует применять термокондуктивный расходомер для обнаружения интервалов слабого притока жидкости и индукционный резистивиметр, позволяющий выделить интервалы внедрения нефти в воду. Привязка замеряемых параметров по глубине осуществляется с помощью локатора муфт и ГК. Обычно достаточно один раз провести в скважине совместный замер локатором муфт и ГК и в последующем привязывать глубины только по локатору муфт.

Однако в тех случаях, когда в скважине одновременно работает несколько пластов с приблизительно равной интенсивностью, измерения термометром и расходомером с целью определения обводнившегося пласта недостаточны. В этом случае комплекс должен включать методы, изучающие характер насыщения пласта: импульсный генератор нейтронов и методы, которые позволяют определить характер (состав) поступающей жидкости из пласта. Такие измерения должны проводиться по специальной технологии с применением различных способов воздействия на скважину, предусматривающей совместную работу бригады КРС и геофизической партии.

Результаты изоляционных работ по этой категории скважин оценивались по сопоставлению показателей добычи продукции до и после проведения капитального ремонта. В скважинах, в которых источник обводнения был определен по результатам геофизических исследований, эффективность изоляционных работ составила 75 %. Это в три раза выше, чем по скважинам, в которых геофизические исследования закончились безрезультатно или вообще не проводились.

11.3 Геофизические исследования при ликвидации негерметичности цементного кольца (КР1-3)

Зачастую причиной поступления воды в добывающую скважину и непроизводительной закачки воды в нагнетательную скважину является негерметичность затрубного пространства, по которому вода поступает к интервалу перфорации или поглощается ниже- или вышележащими коллекторами. Аналогично, необходимо предотвратить и поступление закачиваемой воды по заколонному пространству в водоносные пласты (в том числе и пресноводные), расположенные за пределами объекта разработки.

Интервалы перетока жидкости между пластами при герметичной обсадной колонне устанавливаются по исследованиям высокочувствительным термометром и расходомером. Во всем интервале заколонных перетоков зарегистрированная термограмма резко отличается от геотермической вследствие конвективного теплопереноса и дросселирования жидкости. Результативность ремонтных работ по ликвидации затрубных циркуляций составила более 90% в тех случаях, когда по данным ГИС она была выявлена, и 50%, когда исследования оказались неэффективными. Основными причинами неэффективных исследований являются:

- отсутствие отраслевых методических рекомендаций по технологии проведения исследований, отражающих сегодняшние достижения науки;
- уровень интерпретации отстает от возможностей применяемых методов;
- в ряде случаев плохая подготовка скважин к исследованиям;
- ограниченный комплекс измерений не позволяет выявлять затрубную циркуляцию в наиболее сложных условиях: короткий зумпф (менее 10 м), перетоки жидкости сверху.

Эффективность исследований по выявлению затрубных циркуляций может быть значительно повышена за счет применения методов меченого вещества. В качестве меченых веществ могут применяться нейтронно-поглощающие вещества (НПВ) и короткоживущие радиоактивные изотопы Na_{24} и Br_{82} . Методика с применением НПВ основана на прослеживании путей их движения за обсадными колоннами и мест поглощения НПВ методом ИГН. Технология проведения исследований включает в себя однократную закачку НПВ в исследуемую скважину и измерения ИГН до и после закачки. Объем закачиваемой жидкости

необходимо рассчитывать для конкретных скважинных условий с учетом количества интервалов перфорации, удаленности и мощности ближайших перфорированных пластов.

В основу методики исследования скважин с помощью радиоактивных изотопов положено сравнение результатов измерений гамма-активности по колонне до и после введения в скважину радиоактивных растворов. Отличительной особенностью предлагаемых короткоживущих изотопов является их слабая сорбируемость породами, цементным камнем и стенками скважины. Для исключения возможной потери изотопов в процессе исследования необходимо тщательное соблюдение технологии проведения работ. Радиоактивные изотопы рекомендуются к применению, в первую очередь, для выделения заколонной циркуляции вверх от интервала перфорации и вниз при недостаточной длине зумпфа скважины, т. е. когда по термометрии сложно оценить техническое состояние скважины в интервале разработки.

11.4 Геофизические исследования при наращивании цементного кольца за колонной, кондуктором (КР1-4)

Исследования выполняются при наращивании цементного кольца за обсадной колонной, кондуктором, цементировании хвостовиков, «летучек», дополнительных цементных заливках после выявления межпластовых перетоков жидкости или газа, переходе на вышележащие объекты, оценке состояния цементного камня в объекте разработки после длительного периода эксплуатации скважин. Контроль качества цементирования осуществляют методами гамма-гамма- и акустической цементометрии. Исследования проводят до и после изоляционных работ с последующим сопоставлением полученных результатов.

Процессу наращивания цементного камня за колонной и кондуктором должны предшествовать исследования методами ГИС по определению их технического состояния, а также определению возможных интервалов поглощения цементного раствора или закачиваемой воды. Только на основании таких исследований принимается решение о целесообразности закачки цементного раствора в заколонное пространство через специальный интервал перфорации или непосредственно в заколонное пространство с устья скважины.

11.5 Геофизические исследования при устранении негерметичности обсадных колонн (КР-2)

Негерметичность обсадной колонны в интервале от забоя до подвески технологического оборудования может быть обнаружена с помощью термометра, расходомера и локатора муфт при исследовании в процессе работы скважины. По термометрии интервалу негерметичности соответствует аномалия, образующаяся за счет дроссельного эффекта и калориметрического

смешивания восходящего потока с жидкостью, поступающей через нарушение в колонне. Определение мест негерметичности обсадной колонны в остановленной скважине проводят в интервале, не перекрытом насосно-компрессорными трубами, в процессе отбора или закачки в скважину воды (воздуха). Обязательный комплекс включает измерения расходомером, термометром и локатором муфт. Перед проведением исследований методами ГИС производится опрессовка обсадной колонны промысловыми методами с целью обнаружения факта ее негерметичности. Использование только термометрии для решения этой задачи недостаточно. Комплексирование расходометрии и термометрии обеспечивает определение места нарушения колонны, источника поступления воды и интервала заколонной циркуляции, если первые два не совпадают по глубине. Включение в комплекс локатора муфт позволяет выделить случаи, когда причиной притока воды в колонну является негерметичность резьбовых соединений. В последующем, при необходимости, производится поинтервальная опрессовка с целью уточнения интервалов негерметичности, с учетом данных ГИС. Такая методика определения мест негерметичности колонн позволяет во всех случаях решить поставленную задачу, результативность по этому виду ремонта составила 100 %, т. е. во всех случаях обнаруженная негерметичность была ликвидирована (опрессовка после проведения ремонтных работ обязательна).

При поиске негерметичности в верхней части колонны (до 100÷200 м от устья) применение компрессора связано с определенными трудностями. Место негерметичности может быть определено по резистивиметру при закачке воды, отличной по электрическому сопротивлению от воды в скважине. Закачка контрастной жидкости проводится порциями, с последующими определениями местоположения ее уровня в стволе. Глубина, на которой положение уровня закачиваемой жидкости стабилизируется, будет соответствовать месту негерметичности обсадной колонны. Аналогичным образом решается задача по термометрии в процессе поочередной закачки порций воды с контрастной температурой.

При ремонте обсадных колонн стальными пластырями в качестве дополнительных методов рекомендуется скважинный акустический телевизор для определения линейных размеров и формы нарушения обсадной колонны, толщиномер для уточнения компоновки обсадной колонны и степени ее коррозии, микрокаверномер.

11.6 Геофизические исследования при переходе на другие горизонты (КР-5), приобщении пластов, дополнительной перфорации (КР-7)

Состояние насыщения коллекторов, представляющих объекты перехода «на другие горизонты или приобщения пластов, необходимо оценивать по результатам геофизических исследований. При минерализации воды более 50 г/л необходимо проводить исследования

импульсными нейтронными методами, на нефтегазовых залежах применять стационарные или импульсные методы для контроля за возможным вытеснением нефти газом. В условиях заводнения коллекторов низкоминерализованной водой единственным методом контроля является термометрия, которая позволяет судить об изменении насыщения пласта в случае подхода охлажденного фронта закачиваемой воды. Результативность по этому виду ремонта составила:

- 55% по скважинам, в которых насыщенность пластов была определена импульсным генератором нейтронов;
- 62% по скважинам, в которых ГИС вообще не проводились, а насыщенность пластов бралась по данным ГИС в открытом стволе.

Низкая эффективность КРС по этой категории скважин объясняется тем, что в них не были определены и ликвидированы источники обводнения добываемой продукции (негерметичность, затрубная циркуляция, насыщенность разрабатываемых пластов) перед их переводом на другие пласты и горизонты.

Для выделения обводнившегося пласта из ряда других, вскрытых перфорацией, и определения заводненной мощности коллектора при минерализации воды в продукции 100 г/л и более необходимо проводить исследования импульсными нейтронными методами (ИНМ), которые могут проводиться как в работающих, так и в остановленных скважинах. Ввиду различной фазовой проницаемости нефтеносных и заводненных коллекторов при глушении скважины с целью ее остановки минерализованная вода из ствола скважины преимущественно будет проникать в заводненную часть пласта, которая выделится более низкими показаниями ИНМ по сравнению с нефтеносным коллектором. При обводнении скважины слабоминерализованной водой для определения заводнения мощности коллектора ИНМ в пласт необходимо закачать минерализованную воду из расчета $3\div 4 \text{ м}^3$ на 1 м мощности пласта. Заводненный интервал пласта выделится снижением показаний ИНМ по сравнению с контрольным замером. Если после закачки минерализованной воды показания в интервале пласта, вскрытого перфорацией, не изменились, то это, как правило, свидетельствует о негерметичности колонны или наличии в скважине заколонной циркуляции. Работам по оценке характера насыщения пластов должны предшествовать исследования по оценке технического состояния скважины, и в случае обнаружения неисправностей (негерметичность колонны, затрубная циркуляция и т.д.) они должны быть устранены.

Для оценки состояния выработки запасов и величины коэффициента остаточной нефтенасыщенности в пласте, вскрытом перфорацией, проводятся исследования ИНМ в процессе поочередной закачки в пласт двух водных растворов, отличных по минерализации. По результатам измерений времени жизни тепловых нейтронов в пласте t вычисляют значение

коэффициента остаточной нефтенасыщенности. Технология работ предусматривает закачку $3\div 4$ м³ раствора на 1 м мощности коллектора. Закачка раствора проводится отдельными порциями с замерами параметра t до стабилизации его величины.

Рассмотренная технология наиболее перспективна в условиях применения различных способов воздействия на пласт и обработки призабойной зоны. Исследования ИНМ до и после воздействия позволяют судить об эффективности проведенных работ.

11.7 Геофизические исследования при переходе скважин из категории в категорию по назначению (КР-6)

В этом случае должны быть обязательными исследования расходомером, термометром, которые позволяют выделить отдающие (принимаяющие) интервалы и оценить степень герметичности затрубного пространства, обсадной колонны. Принятию решения о переводе добывающей скважины, ввиду высокой обводненности продукции, в пьезометрическую, консервации ее или ликвидации должны предшествовать исследования по определению ее технического состояния и по оценке выработки пластов.

Перевод добывающей скважины в контрольную, как правило, не оправдан, поскольку по исследованию в пластах, вскрытых перфорацией, сложно осуществлять контроль за выработкой запасов.

12. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника

12.1. Соблюдение требований и мероприятий нормативно-технических документов

Проектно-сметная документация на производство работ по капитальному ремонту скважин на месторождениях АО «Эмбаунайгаз», в соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» относятся к опасным производственным объектам.

С целью обеспечения безопасного производства, предупреждения аварий, обеспечения готовности предприятия к локализации и ликвидации их последствий, гарантированного возмещения убытков, причиненных авариями физическим и юридическим лицам, окружающей среде и государству в процессе производства работ должны соблюдаться требования законодательства Республики Казахстан в области промышленной безопасности, а также:

- соблюдать требования промышленной безопасности;
- применять технологии, технические устройства, материалы, допущенные к применению на территории Республики Казахстан;
- организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;
- проводить экспертизу технических устройств, материалов, отслуживших нормативный срок эксплуатации, для определения возможного срока дальнейшей эксплуатации;
- предотвращать проникновение на опасные производственные объекты посторонних лиц;

- проводить анализ причин возникновения аварий, осуществлять мероприятия, направленные на предупреждение, ликвидацию аварий и их последствий;
- информировать незамедлительно территориальный уполномоченный орган об авариях;
- выполнять предписания по устранению нарушений требований нормативных правовых актов в области промышленной безопасности, выданных государственными инспекторами;
- предусматривать затраты на обеспечение промышленной безопасности при разработке планов финансово-экономической деятельности;
- обеспечивать своевременное обновление технических устройств, материалов, отработавших свой нормативный срок;
- декларировать опасные производственные объекты, своевременно уточнять декларацию при появлении и изменении сведений о промышленной безопасности;
- обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями организационно-технических мероприятий, обеспечивающих безопасное выполнение работ;
- заключать с профессиональными аварийно-спасательными службами и формированиями договоры на обслуживание или создавать собственные профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования;
- и другое, предусмотренное законодательством Республики Казахстан в области промышленной безопасности.
- Обязанности предприятия по профессиональной подготовке и переподготовке работников опасных производственных объектов:
- программа ежегодного обучения правилам безопасного выполнения работ должна быть продолжительностью не менее 40 часов и утверждена территориальным подразделением уполномоченного органа;
- проверке знаний подлежат все лица, занятые на опасных производственных объектах.

12.2 Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций

Предприятие обязано соблюдать требования Законов Республики Казахстан от 11.04.2014 г. № 188-V «О гражданской защите», в т.ч.:

- планировать и проводить мероприятия по повышению устойчивости своего функционирования и обеспечению безопасности работников и населения;
- предоставлять в установленном порядке информацию, оповещать работников и население об угрозе возникновения или о возникновении чрезвычайных ситуаций;
- обучать работников методам защиты и действиям при чрезвычайных ситуациях в составе невоенизированных формирований, создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях;
- проводить защитные мероприятия, спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций на подведомственных объектах производственного и социального назначения и на прилегающих к ним территориях в соответствии с утвержденными планами;
- осуществлять производственный контроль за соблюдением требований по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- представлять в уполномоченный орган Республики Казахстан по пром.безопасности и в территориальное подразделение уполномоченного органа декларацию безопасности промышленных объектов, в порядке и по форме, утвержденной Правительством Республики Казахстан;
- разрабатывать мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (контроль обстановки, прогнозирование и оповещение об угрозе

аварий, бедствий и катастроф, могущих привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, обучение специалистов и защитные мероприятия);

- не допускать нарушений требований безопасности производственной и технологической дисциплины, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций;
- информировать население и организации о прогнозируемых и возникших чрезвычайных ситуациях, мерах по их предупреждению и ликвидации;
- заблаговременно определять степень риска и вредности деятельности предприятия;
- проводить спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы по ликвидации чрезвычайных ситуаций, оказывать экстренную медицинскую помощь; формировать резервы финансовых и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий.

Мероприятия по защите населения, территорий и объектов хозяйствования проводятся заблаговременно и являются обязательными для организаций.

В целях защиты населения, территорий и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера организациями проводятся:

- разработка перспективных и текущих планов по защите населения, населенных пунктов и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и планов действий по их ликвидации;
- комплекс мероприятий по повышению устойчивости функционирования объектов хозяйствования и обеспечению безопасности рабочего персонала в чрезвычайных ситуациях;
- создание и поддержание в постоянной готовности локальных систем оповещения;
- планирование застройки территорий с учетом возможных наводнений, селей, оползней и других опасных экзогенных явлений;
- создание резерва временного жилья для населения, оставшегося без крова при чрезвычайных ситуациях;
- организация системы мониторинга, оповещения населения и хозяйствующих субъектов о техногенных авариях, возможных наводнениях, селях, оползнях и других опасных экзогенных явлениях;
- создание запасов продовольствия, медикаментов и материально-технических средств на объектах жизнеобеспечения.

Мероприятия Гражданской обороны по защите от чрезвычайных ситуаций, связанных с разработкой месторождений полезных ископаемых, реализуемые организациями по обеспечению безопасности территорий и объектов хозяйствования от чрезвычайных ситуаций, включают:

- научные исследования, прогнозирование и оценку опасности возможных последствий добычи полезных ископаемых для населения и окружающей среды;
- планирование строительства и эксплуатацию с учетом перспектив развития добычи полезных ископаемых и ее влияния на устойчивость геологических структур;
- организацию и проведение превентивных мероприятий по снижению возможного ущерба от чрезвычайных ситуаций, связанных с разработкой месторождений, а при невозможности их проведения - прекращение добычи и консервацию месторождений с выполнением необходимого комплекса защитных мероприятий.

Инженерно-технические мероприятия Гражданской обороны разрабатываются и проводятся заблаговременно.

Страхование лиц, привлекаемых к выполнению мероприятий Гражданской обороны и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций, обусловленных авариями, катастрофами, стихийными и иными бедствиями, и возмещение ущерба в случае их гибели или увечья осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

К спасательным и неотложным работам относятся спасательные, горноспасательные, газоспасательные работы, а также работы, связанные с тушением пожаров и ликвидацией

медико-санитарных последствий чрезвычайных ситуаций, и другие специальные работы, проводимые в чрезвычайных и аварийных ситуациях.

В Республике Казахстан аварийно-спасательные службы и формирования создаются:

- на постоянной штатной основе - профессиональные аварийно-спасательные службы и формирования;
- на добровольных началах - добровольные аварийно-спасательные формирования, которые создаются из числа своих работников в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан.

Спасатели обязаны вести поиск пострадавших людей, принимать меры по их спасению, оказывать первую медицинскую и другие виды помощи.

Учитывая высокую опасность производства, предусматривается ряд мероприятий по технике безопасности, промсанитарии в целях предупреждения несчастных случаев и обеспечения нормальных и комфортабельных условий труда и отдыха в соответствии с действующими в Республике Казахстан стандартами и нормами.

Руководствуясь Трудовым Кодексом «Инструкции по безопасности и охране труда», законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения Республики Казахстан» и действующими правилами безопасности труда при проведении геологоразведочных работ, на площади работ будет планомерно вестись работа, направленная на обеспечение безопасных и здоровых условий труда.

Организационно-технические мероприятия по обеспечению безопасных условий труда включают:

- при поступлении на работу, трудящиеся проходят предварительный медицинский осмотр, а в дальнейшем - периодические медосмотры, согласно приказа исполняющего обязанности Министра национальной экономики Республики Казахстан от 24 февраля 2015 года № 128 «Об утверждении Правил проведения обязательных медицинских осмотров»;
- рабочие, поступающие на работу, проходят обучение общим правилам безопасности, правилам оказания первой помощи пострадавшим, после чего проходят вводный инструктаж и инструктаж на рабочих местах с последующей сдачей экзаменов;
- на все производственные профессии будут разработаны "Инструкции по безопасности и охране труда";
- ответственность за обеспечение и соблюдение правил безопасности труда возлагается на Подрядчика.

Санитарные нормы и правила.

С целью обеспечения охраны труда, здоровья персонала, технической безопасности и надежности оборудования, применяемого при строительстве скважины и в целом объекта работ, проектом предусматривается в соответствии с действующим законодательством, «Требованиями к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями» (г.Астана, утвержденный ПП РК, №1335 от 31.12.2008г.), строгое соблюдение требований и мероприятий следующих нормативно-технических документов, действующих в нефтегазовой отрасли промышленности Республики Казахстан.

12.3 Мероприятия по промышленной санитарии

Производственные помещения должны выполняться в соответствии с санитарными нормами проектирования промышленных предприятий.

Производственные помещения должны иметь:

- удобные и безопасные входы и выходы;
- твердый, ровный пол, удобный для очистки и ремонта;
- размещение оборудования, позволяющее производить беспрепятственный и безопасный осмотр, обслуживание, ремонт, монтаж и демонтаж;

- устройства для естественного освещения и проветривания;
- искусственное освещение по нормам «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями»

При бурении скважины предусмотрена круглосуточная работа. Максимальное количество технического персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 20 человек (в одну смену – 10 человек). Основные строительные требования к помещениям для обслуживания работающих принимаются в проектах в соответствии с СНиП, а санитарно-гигиенические требования и *отдельные строительные требования специального характера - по санитарным нормам* проектирования производственных объектов. Состав санитарно-бытовых помещений определяется в соответствии с группой производственных процессов по классификации, в составе которой заложены признаки загрязнения тела и спецодежды (Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года № 236).

При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10 м) размещается вагон бурового мастера, культбудка - помещение для обогрева и отдыха персонала, устройство кипячения воды, аптечка с набором медикаментов и материалов для оказания первой доврачебной помощи, комната для приема пищи, туалетная комната, комната для переодевания, хранения и сушки спецодежды. Вахтовый комплекс находится на расстоянии не менее 1000м от буровой установки, в его состав входит: 5 жилых вагонов для персонала обслуживающие буровые работы общей вместимостью 20 человек (в одну смену - 10 человек), душевая/прачечная, туалет. Для 1 рабочей смены (10 человек) - 3 душевых сеток, 5 умывальника согласно табл. 1.15.9 (Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года №236, продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 20 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 1 отделения. Уборные и места утилизации жидких и твердых отходов размещаются на расстоянии не менее 30 м от помещений в емкостях.

Все санитарно-бытовые помещения должны иметь отопление и освещение, содержаться в чистоте, проветриваться, периодически дезинфицироваться.

1. Водоснабжение.

Питьевая вода завозится в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров, (питьевая вода, торговая марка NOMAD, TASSAY), вода для бытовых нужд - автоцистернами из близлежащего источника.

2. Вентиляция.

а) Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха – кондиционерами марки SAMSUNG-0,9 из проекта, что площадь вагончика 14м³. Вагон мастера приспособлен для жилья, укомплектован компьютером.

3. Отопление.

Санитарно-бытовые помещения должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими Санитарным правилам «Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года №236). На объектах общественного питания должны быть предусмотрены бытовые помещения в соответствии с требованиями Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания" Приказ Министра национальной экономики РК от 19 марта 2015 года № 234.

Санитарно-бытовые помещения

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	Кол-во,
1	Для буровой бригады: Вахтовый поселок в том числе:	на 20 мест
	вагон-столовая	2
	вагон-сушилка	1
	вагон-прачечная	1
	вагон-гостинница	1
	вагон-медпункт	1
	вагон-склад	2
	вагон-раздевалка	1
	вагон-дом (жилье)	6
2	Мастерская (обогрев, освещение)	1
3	Лаборатория (обогрев, освещение)	1
4	Генераторная установка для лагеря	2

Примечание: Допускается замена типов и количества санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами.

13. Сметно-экономическая часть

Оценка состава и структуры затрат на капитальный ремонт скважин показала, что в отчетном периоде увеличилась материалоемкость ремонтов, трудоемкость работ и возросли работы и услуги производственного характера.

В отчетном периоде затраты на капитальный ремонт скважин увеличились. Рост затрат наблюдается практически по всем месторождениям, что обусловлено увеличением количества ремонтов и их продолжительности. В основном рост затрат приходится на работы и услуги производственного характера, в том числе услуги транспорта и услуги ремонтно-изоляционных контор. Услуги транспорта возросли по причине увеличения стоимости транспортных услуг. Услуги изоляционных контор возросли в результате увеличения комплекса задач, поставленных перед конторами. Значительный рост затрат наблюдается также по заработной плате производственных рабочих, что связано с увеличением количества ремонтов и соответственно увеличением количества ремонтных бригад в отчетном периоде, немаловажную роль сыграло также повышение уровня оплаты труда на предприятии (индексация зарплаты). Значительный рост затрат наблюдается и по материальным расходам, в том числе запчасти ЦБПО, запчасти собственного производства, химреагенты увеличились. Рост материальных затрат в значительной степени обусловлен увеличением количества ремонтов, повышением их сложности в связи с нарастающей обводненностью добываемой продукции, а также высокой изношенностью скважин.

Плановая смета затрат в отчетном периоде не выполнена. Превышение фактических материальных затрат, это связано с перевыполнением количества ремонтов, увеличением фактического расхода соляной кислоты для повышения нефтеотдачи пластов по сравнению с плановой, ввиду проведения большеобъемных СКО и как следствие увеличение объемов по ингибитору ИВВ – 1 и HF, поставкой новой трубы (СБТ), т.к. парк СБТ был крайне изношен, долгое время не обновлялся, что приводило к собственным авариям. Значительный перерасход наблюдается также по услугам транспорта, который сложился по причине увеличения расценок транспортных предприятий.

Основной удельный вес в затратах занимают работы и услуги производственного характера, в том числе услуги транспорта, услуги ремонтно-изоляционных контор. Второй по весомости является статья «расходы на оплату труда».

В отчетном периоде удельный вес работ и услуг производственного характера увеличился. В то же время удельный вес затрат на оплату труда увеличивается. Значительный прирост удельного веса наблюдается по материальным затратам.

Для реализации предлагается ряд мероприятий: замена ингибитора коррозии на более прогрессивный с применением новой технологии магнитной обработки ингибитора; расширение номенклатуры производства запасных частей собственными силами; организация автоматизированного рабочего места диспетчера по транспорту сторонних организаций в диспетчерской службе; приведение в соответствие разрядов работ и рабочих; заключение контракта на проведение РИР.

Внедрение предложенных мероприятий позволит снизить затраты на материалы за счет уменьшения расхода ингибитора, снижения скорости коррозии, сократить затраты на запчасти, оплату простоев техники сторонних организаций, уменьшить затраты на оплату услуг, повысить качество труда, сократить долю ремонтов с осложнениями, аварий при ремонтах; снизить затраты на оплату труда за счет высвобождения численности. Полученные результаты позволяют сделать вывод о целесообразности внедрения предложенных мероприятий на практике предприятия.

План Капитального ремонта скважин по кварталам НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз»

№№ п/п	НГДУ	Месторождение	скв	Вид ГТ М	Описание	Дата	Ожидаемый среднегодовой дебит тн/сут	Отр дни	Накопленная добыча на 2021 год	Глубины, м
1	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП	25.11.2022	2	282	564	700
2	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП	14.12.2022	2	262	524	700
3	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП+Устр.негерм	11.05.2022	2,5	235	587,5	700
4	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП	31.05.2022	2	215	430	700
5	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП+Устр.негерм	27.06.2022	2,5	188	470	700
6	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП+Устр.негерм	24.07.2022	2,5	161	402,5	700
7	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП	13.08.2022	2	141	282	700
8	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП+ГКО	05.09.2022	2,5	118	295	700
9	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП	25.09.2022	2	98	196	700
10	Жайык	ЮЗ Камышитовое	0	КРС	ОВП+ГКО	20.11.2022	2,5	287	717,5	700
11	Жайык	ЮЗ Камышитовое	0	КРС	ГКО	04.12.2022	1,5	272	408	700
12	Жайык	ЮЗ Камышитовое	0	КРС	ОВП+ГКО	27.12.2022	2,5	249	622,5	700
13	Жайык	ЮЗ Камышитовое	0	КРС	ПВЛГ	16.05.2022	2,5	230	575	700
14	Жайык	ЮЗ Камышитовое	вбд	КРС	ОВП+Устр.негерм	12.06.2022	2,5	203	507,5	700
15	Жайык	ЮЗ Камышитовое	нагн	КРС	ГКО	27.06.2022	0	188	0	700
16	Жайык	ЮЗ Камышитовое	0	КРС	ПВЛГ	16.07.2022	2,5	169	422,5	700
17	Жайык	ЮЗ Камышитовое	впс	КРС	ПВЛГ	04.08.2022	2,5	150	375	700
18	Жайык	ЮЗ Камышитовое	0	КРС	ГКО	19.08.2022	1,5	135	202,5	700
19	Жайык	ЮЗ Камышитовое	впс	КРС	ПВЛГ	07.09.2022	2,5	116	290	700

20	Жайык	ЮЗ Камышитовое	нагн	КРС	ГКО	22.09.2022	0	101	0	700
21	Жайык	ЮЗ Камышитовое	впс	КРС	ОВП	12.10.2022	2	81	162	700
22	Жайык	ЮЗ Камышитовое	вбд	КРС	ОВП+Устр.негерм	08.11.2022	2,5	54	135	700
23	Жайык	ЮЗ Камышитовое	0	КРС	ПВЛГ	27.11.2022	2,5	35	87,5	700
24	Жайык	ЮЗ Камышитовое	0	КРС	ГКО	12.12.2022	1,5	20	30	700
25	Жайык	ЮЗ Камышитовое	нагн	КРС	ГКО	25.11.2022	0	282	0	700
26	Жайык	ЮЗ Камышитовое	нагн	КРС	ГКО	09.12.2022	0	267	0	700
27	Жайык	ЮЗ Камышитовое	нагн	КРС	ГКО	24.12.2022	0	252	0	700
28	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ОВП+ГКО	25.11.2022	2,5	282	705	700
29	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ПВЛГ	13.12.2022	2,5	263	657,5	700
30	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ПВЛГ	02.05.2022	2,5	244	610	700
31	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ОВП	22.05.2022	2	224	448	700
32	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ОВП+ГКО	14.06.2022	2,5	201	502,5	700
33	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ГКО	29.06.2022	1,5	186	279	700
34	Жайык	ЮВ Камышитовое	нагн	КРС	ПВЛГ	18.07.2022	0	167	0	700
35	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ОВП	07.08.2022	2	147	294	700
36	Жайык	ЮВ Камышитовое	вбд	КРС	ОВП+Устр.негерм	03.09.2022	2,5	120	300	700
37	Жайык	ЮВ Камышитовое	впс	КРС	ПВЛГ	22.09.2022	2,5	101	252,5	700
38	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ОВП	12.10.2022	2	81	162	700
39	Жайык	ЮВ Камышитовое	нагн	КРС	ПВЛГ	31.10.2022	0	62	0	700
40	Жайык	ЮВ Камышитовое	нагн	КРС	ПВЛГ	19.11.2022	0	43	0	700
41	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ОВП	25.11.2022	1,5	282	423	700
42	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ОВП+Устр.негерм	21.12.2022	1,5	255	382,5	700

43	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ПВЛГ	10.05.2022	3	236	708	700
44	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ОВП	30.05.2022	3,5	216	756	700
45	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ОВП+ГКО	22.06.2022	3	193	579	700
46	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ОВП	12.07.2022	2,5	173	432,5	700
47	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ОВП	01.08.2022	2,5	153	382,5	700
48	Жайык	Жанаталап	бд	КРС	ОВП+Устр.негерм	28.08.2022	2,5	126	315	700
49	Жайык	Жанаталап	нагн	КРС	ГКО	12.09.2022	0	111	0	700
50	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ПВЛГ	01.10.2022	2,5	92	230	700
51	Жайык	Жанаталап	бд	КРС	ОВП+Устр.негерм	28.10.2022	2,5	65	162,5	700
52	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ОВП	17.11.2022	2	45	90	700
53	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ПВЛГ	06.12.2022	2,5	26	65	700
54	Жайык	Жанаталап	нагн	КРС	ГКО	21.12.2022	0	11	0	700
55	Жайык	Гран	0	КРС	ОВП	14.05.2022	2	232	464	700
56	Жайык	Гран	0	КРС	ПВЛГ	02.06.2022	2	213	426	700
57	Жайык	Гран	0	КРС	ОВП	22.06.2022	2	193	386	700
58	Жайык	Гран	нагн	КРС	ГКО	07.07.2022	0	178	0	700
59	Жайык	Забурунье	0	КРС	ОВП	28.07.2022	2	157	314	1000
60	Жайык	Забурунье	0	КРС	ОВП	18.08.2022	2	136	272	1000
61	Жайык	Забурунье	0	КРС	ОВП	08.09.2022	2	115	230	1000
62	Жайык	Забурунье	0	КРС	ОВП+Устр.негерм	07.10.2022	2,5	86	215	1000
63	Жайык	Забурунье	0	КРС	ОВП	28.10.2022	2	65	130	1000
64	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП с применением хим. реагентов	05.07.2022	4	180	720	700

65	Жайык	С.Балгимбаев	0	КРС	ОВП с применением хим. реагентов	25.07.2022	4	160	640	700
66	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ОВП с применением хим. реагентов	14.08.2022	4	140	560	700
67	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ОВП с применением хим. реагентов	03.09.2022	4	120	480	700
68	Жайык	ЮВ Камышитовое	0	КРС	ОВП с применением хим. реагентов	23.09.2022	4	100	400	700
69	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ОВП с применением хим. реагентов	13.10.2022	3	80	240	700
70	Жайык	Жанаталап	0	КРС	ОВП с применением хим. реагентов	02.11.2022	3	60	180	700
71	Жайык	Забурунье	0	КРС	ОВП с применением хим. реагентов	22.11.2022	3	40	120	1000
72	Жайык	Забурунье	0	КРС	ОВП с применением хим. реагентов	12.12.2022	3	20	60	1000

Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и при бурении скважин

Таблица 1

№№ п/п	Наименование	Издание (утверждение)
1	2	3
1.	Технический регламент «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями»	ПП РК №1335 от 31.12.2008г
2.	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355
3.	Правила ликвидации и консервации объектов недропользования	Совм. приказ МИР РК №200 и МЭ РК №155. от 27.02.15г.
4.	Требования промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов	г. Астана, 2011г.
5.	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.10.2015г.)	Астана, от 11.04.2014г. №188-V
6.	Закон РК «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.10.2015г.)	Астана, от 24.06.2010г. №291-IV
7.	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.06.2015г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
8.	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.09.2014г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
9.	Экологический кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.06.2015г.)	Астана, от 9 января 2007 года № 212-III
10.	Кодекс о здоровье народа и системе здравоохранения (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.01.2015г.)	Астана, от 18 сентября 2009 года
11.	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.10.2015г.)	Астана, от 9 июля 2003г №481-II
12.	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.01.2015г.)	Астана, от 18.09.2009 года №193-IV
13.	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых (с изменениями и дополнениями по состоянию на 30.09.2014г.)	ПП РК от 10.02.2011 г. № 123
14.	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приказ МинНацЭкон РК от 20.03.15г. № 236
15.	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МинНацЭкон РК от 20.03.15г. № 237
16.	Об утверждении Правил организации сбора и захоронения радиоактивных отходов	Приказ МЭ РК от 18.03.15 г. № 209
17.	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения»	Приказ МинНацЭкон РК от 28 февраля 2015 года № 174

Продолжение таблицы 1

1	2	3
18.	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	Приказ МинНацЭкон РК 16 марта 2015 года № 209
19.	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления»	Приказ МинНацЭкон РК от 28 февраля 2015 года № 176
20.	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»	Приказ МинНацЭкон РК от 28 февраля 2015 года № 177
21.	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности»	приказ МНЭ РК 20.03.2015г. № 236
22.	Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК	Алматы, 2002г