

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Арысланов Р.
Кенжетаев А.
Кушкалиев Ж.
Сарманов Б.

Дипломная работа «Обоснование выбора добычи в рамках технологической
схемы месторождения Королевское»

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломной работе

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

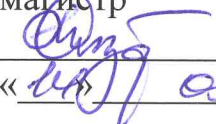
Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой НИ

магистр

 М.К.Сыздыков
«14» 05 2019г.

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

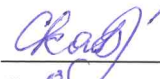
к дипломной работе

На тему: «Обоснование выбора добычи в рамках технологической схемы
месторождения Королевское»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнили: Арысланов Р., Кенжетаев А., Кушкалиев Ж., Сарманов Б.

Научный руководитель

 Б.С. Ахымбаева
«8» мая 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАНА
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

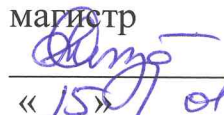
Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800-Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой НИ
магистр

 М.К.Сыздыков
« 15 » 2019г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающимся Арысланову Р., Кенжетасеву А., Кушкалиеву Ж., Сарманову Б
Тема: Обоснование выбора добычи в рамках технологической схемы
месторождения Королевское

Утверждена приказом ректора университета

Арысланов Р., Кенжетасев А., Сарманов Б. от 17.10.2018 № 1667-б

Кушкалиев Ж от 07.02.2019 № 1661-б

Срок сдачи законченного проекта: 16.05.2019

Исходные данные к дипломному проекту: *Определение необходимого количества реагентов и составление плана обработки призабойной зоны соляной кислотой: глубина скважины $L=5750$ м; вскрытая толщина карбонатного коллектора $h = 97$ м; диаметр скважины по долоту $D = 0,216$ м; пластовое давление 82 МПа; пластовая температура 1350 С; коэффициент проницаемости $0,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, коэффициент продуктивности $50 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; внутренний диаметр НКТ $d = 0,075$ м.*

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекта вопросов:

а)техничко-технологический раздел

б)специальная часть

в)экономическая часть

д) геологическая часть

ГРАФИК

подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Общие сведения. Геология	07.01.2019-15.03.2019	<i>нет</i>
Технико-технологическая часть	20.01.2019-10.03.2019	<i>нет</i>
Специальная часть	12.03.2019-27.04.2019	<i>нет</i>
Экономическая часть	17.04.2019-30.04.2019	<i>нет</i>

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения. Геология	Б.С Ахымбаева Ассистент-профессор, Доктор PhD	15.03.2019	<i>Каф</i>
Технико-технологическая часть	Б.С Ахымбаева	10.03.2019	<i>Каф</i>
Специальная часть	Б.С Ахымбаева	27.04.2019	<i>Каф</i>
Экономическая часть	Б.С Ахымбаева	30.04.2019	<i>Каф</i>
Нормоконтролер	Б.С Ахымбаева	30.04.2019	<i>Каф</i>

Научный руководитель *Каф* Б.С. Ахымбаева

Задание принял к исполнению обучающийся: Арысланов Р.Д. *Арысланов Р.Д.*

Кенжетаев А.Б. *Кенжетаев А.Б.*

Кушкалиев Ж.Б. *Кушкалиев Ж.Б.*

Сарманов Б.Х. *Сарманов Б.Х.*

Дата " 8 " мая 2019 г.

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на дипломную работу

Арысланова Р.Д., Кенжетаева А.Е., Кушкалиева Ж.Б., Сарманова Б.Х.

5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: «Обоснование выбора добычи в рамках технологической схемы месторождения Королевское.»

Перед студентами стояла задача выполнения анализа работ по разработке месторождения Королевское и обосновать выбор добычи в рамках технологической схемы. Основная часть посвящена исследованию технико-технологической части, в ней рассматриваются гидродинамические исследования скважин. При анализе исследований методом КВД и МУО были определены проницаемости, скин-факторы, скорость восстановления давления. В результате этого было заключено, что на некоторых скважинах нужна стимуляционная работа в виде кислотной обработки. В процессе выполнения дипломной работы студенты продемонстрировали высокую теоретическую подготовку, собрали большое количество специальных материалов, использовали необходимую литературу. К выполнению задания дипломники подошли с полной серьезностью и ответственностью. Содержание пояснительной записки и графической части полностью соответствует установленным нормам и требованиям, вследствие чего дипломный проект может быть допущен к защите. Недостатков дипломного проекта не наблюдается.

Научный руководитель

Ассистент-профессор, Доктор PhD

(должность, уч. степень, звание)

 Ахымбаева Б.С.

(подпись)

«8» мая 2019 г.

Краткий отчет



Университет:	Satbayev University
Название:	Обоснование выбора добычи в рамках технологической схемы месторождения Королевское_Арысланов Р., Кенжетаев А., Кушалиев Ж., Сарманов Б..doc
Автор:	Арысланов Р., Кенжетаев А., Кушалиев Ж., Сарманов Б
Координатор:	Жанар Байбусинова
Дата отчета:	2019-05-09 13:56:13
Коэффициент подобия № 1:	7,7%
Коэффициент подобия № 2:	0,9%
Длина фразы для коэффициента подобия № 2:	25
Количество слов:	18 626
Число знаков:	149 042
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество завершенных проверок:	30

! К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов. Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.
Количество выделенных слов 85

>>

Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00631831_0.html		144
2	Организация IPTV по технологии TurboGEPON Satbayev University (ИИИТТ)	Сагындыков Арман Куттыбаевич	29
3	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_3.html		23
4	URL_ https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=606087		21
5	ДиссертацияСериков.docx Satbayev University (ИГИНГД)	Сериков Бахтияр	20
6	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/geology/00135133_1.html		19
7	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_3.html		18

8	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_3.html		17
9	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_3.html		17
10	Максат Айкенов.docx Satbayev University (И_И_В_Т)	Айкенов Максат	16

>>

Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks



Не обнаружено каких-либо

заимствований

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

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

№	Название (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	Организация IPTV по технологии TurboGEPON Satbayev University (ИИиТТ)	Сагындыков Арман Куттыбаевич	40 (2)
2	ДиссертацияСериков.docx Satbayev University (ИГиНГД)	Сериков Бахтияр	34 (2)
3	Максат Айкенов.docx Satbayev University (И_И_В_Т)	Айкенов Максат	16 (1)

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

>>

Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

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

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ https://knowledge.allbest.ru/manufacture/3c0b65625b2ac78a4d43b89521206d26_1.html	730 (100)
2	URL_ https://www.bibliofond.ru/view.aspx?id=606087	246 (29)
3	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00631831_0.html	194 (8)
4	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_3.html	98 (7)
5	URL_ https://otherreferats.allbest.ru/geology/00135133_1.html	59 (8)
6	URL_ https://revolution.allbest.ru/geology/00735655_0.html	10 (1)
7	URL_ https://studfiles.net/preview/6873047/	6 (1)

ВВЕДЕНИЕ

Error! Bookmark not defined.

1. Геологическая часть

Error! Bookmark not defined.

1.2 Нефтегазоносность

Error! Bookmark not defined.

2. Техничко-технологическая часть

Error! Bookmark not defined.

2.1 Гидродинамические исследование скважин

Error! Bookmark not defined.

2.2 Анализ исследования скважин при неуставившихся режимах

(Pressure Transient Test)

Error! Bookmark not defined.

2.3 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и

пластов, характеристика их продуктивности и режимов

Error! Bookmark not defined.

2.4 Анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой пластов,

состоянием и эксплуатацией скважин, скважинного оборудования

Error! Bookmark not defined.

3. Специальная часть

Error! Bookmark not defined.

3.1 Задачи соляно-кислотной обработки

Error! Bookmark not defined.

3.2 Кислотный гидроразрыв

Error! Bookmark not defined.

3.3 Обработка призабойной зоны кислотными растворами

Error! Bookmark not defined.

3.4 Обработка скважины

Error! Bookmark not defined.

4. Экономическая часть

Error! Bookmark not defined.

4.1 Экономические показатели внедрения мероприятия

Error! Bookmark not defined.

4.2 Затраты на операционные и текущие расходы

Error! Bookmark not defined.

4.3 Налоги и отчисления

Error! Bookmark not defined.

4.4 Расчёт фонда оплаты труда

Error! Bookmark not defined.

4.5 Расчёт энергетических затрат

Error! Bookmark not defined.

4.6 Затраты на текущий ремонт

Error! Bookmark not defined.

4.7 Прочие затраты

Error! Bookmark not defined.

4.8 Определение экономической эффективности обработки призабойной

зоны скважины соляной кислотой

Error! Bookmark not defined.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Error! Bookmark not defined.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Введение

Месторождение нефти Королевское расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан (рисунок 1.1). Ближайший населенный пункт – поселок Сарыкамыс, находящийся в 35 км к юго-востоку от месторождения. В 90 км расположен г. Кульсары – административный центр Жылыойского района, в 150 км к северо-западу – центр Атырауской области г. Атырау. Сообщение между этими пунктами и месторождением осуществляется по автомобильным дорогам, воздушным и железнодорожным транспортом. Основной автодорогой республиканского значения является Доссор – Кульсары – Сарыкамыс, к ней примыкают автодороги областного и местного значения.

Водоснабжение для хозяйственно-бытовых нужд населенных пунктов Жылыойского района, а также вахтового поселка «Тенгизшевройл» (ТШО) осуществляется по трубопроводу из реки Волга через водоочистные сооружения г. Кульсары. Для производственных нужд газоперерабатывающего завода (ГПЗ) водоснабжение осуществляется из водовода технической воды Астрахань – Мангистау.

Электроснабжение населенных пунктов Жылыойского района осуществляется от Атырауской и Кульсаринской ТЭЦ. ТШО имеет собственную газотурбинную станцию, от которой электроэнергия подается на производственные объекты и вахтовые поселки.

Нефть с месторождения Королевское поступает на ГПЗ. Расстояние от ГПЗ до поселка ТШО составляет 15 км. Производство товарной нефти и переработка газа обеспечивается комплексными технологическими линиями (КТЛ). По территории района проходят следующие магистральные нефтегазопроводы:

- магистральный газопровод Средняя Азия-Центр;
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск (КТК);
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара.

Территория месторождения представляет собой полупустынную равнину с незначительным наклоном в сторону Каспийского моря. Средняя абсолютная отметка рельефа составляет минус 25 м. Растительность бедная, солончаковая. С востока к месторождению подступают пески Каракума. Речная система отсутствует.

Климат района резко континентальный: с холодной зимой (до минус 30⁰ С) и жарким летом (до плюс 45⁰С). Основное количество осадков выпадает в весенний и осенний периоды, среднегодовое количество их нередко превышает 200 мм. Для района характерны сильные ветра.



Рисунок 1.1 - Обзорная схема

1. Геологическая часть

1.1 Нефтегазоносность

Карбонатный резервуар, к которому приурочена залежь нефти, разделен на два стратиграфических объекта. Первый стратиграфический объект включает отложения башкирско–серпуховско-окского возраста, второй – отложения нижневизейско–турнейского возраста [1].

Залежь нефти в карбонатном массиве изучена опробованием 11 скважин (8-14, 16, 3483, 3682, 3882), из которых 4 скважины 8, 16, 3483, 3682 расположены в платформенной части месторождения, остальные – в склоновой (за исключением скважин 12, 13, 14, которые расположены в погруженной зоне).

При раздельном опробовании одного из стратиграфических подразделений в скважинах 8 (башкирский ярус), 10 (нижневизейский ярус), 11 (турнейский ярус), 16 (серпуховский ярус) получены различные притоки нефти до абсолютных отметок -4033.8 м., -4811 м, -4845.8 м, -4144.4 м, соответственно.

В остальных скважинах проводилось совместное опробование нескольких стратиграфических подразделений.

Платформенная часть карбонатного массива опробована в скважине 3682, где в эксплуатационной колонне из интервала, включающего башкирские, серпуховские и верхнюю часть окских отложений, получен приток нефти дебитом 1662 м³/сут до абсолютной отметки -4653.3 м (по результатам исследования PLT). В скважине 3483 проведено совместное опробование в открытом стволе нижней части окских отложений, а также тульских, турнейских и небольшой толщины девонских отложений. Получен приток нефти дебитом 684 м³/сут до абсолютной отметки -4649.3 м.

В скважине 9 при совместном опробовании серпуховских, окских, нижневизейских и турнейских отложений получен приток нефти дебитом 1283 м³/сут до абсолютной отметки -4809.4 м.

В скважине 12 в погруженной юго-восточной части склона из серпуховских отложений с абсолютной отметкой -4934.5 м получен слабый приток пластовой воды без признаков нефти. В скважине 13 из турнейских отложений с абсолютной отметки -4940.4 м получен переливающий приток воды дебитом 0.96 м³/сут. В скважине 14 из девонских отложений в интервале 5191-5248 м (-5207.7-5264.7) получен приток пластовой воды с растворенным газом дебитом 72 м³/сут.

Водонефтяной контакт нефтяной залежи, приуроченной к подсолевым отложениям, достоверно не установлен, что характерно для всего Прикаспия, также не установлена нижняя граница получения безводной нефти, так как при совместном опробовании в открытых стволах скважин исследования PLT проведены лишь в верхних частях продуктивных интервалов. В скважинах 3882

и 3483 по данным гидродинамического каротажа (MDT) на абсолютной отметке -4933 м происходит изменение градиента давления, свидетельствующее о смене нефтенасыщенной части разреза на водоносную.

В скважине 3882 по данным ГИС по постепенному спаду сопротивлений на кривой ИК установлена переходная зона (4810-4960 м) между нефтяной и водоносной частью разреза.

На данном этапе геологической изученности разреза месторождения, принимая во внимание ограниченные данные опробования, водонефтяной контакт принят условно на абсолютной отметке -4933 м.

Таблица 1.1.1 - Характеристика толщин залежи нефти по стратиграфическим объектам и участкам

Стратиграфический объект	Толщина	Наименование	Величина по участкам залежи		Всего
			платформа	скло н	
башкирско–серпуховско-окские отложения	эффект.	Средняя, м	439.6	261.5	342.4
		Коэф. вариации, д. ед	0.219	0.562	0.293
		Интервал изм, м	84.8-625.4	77.5-717.7	77.5-717.7
	Эфф. нефтенасыщенная	Средняя, м	439.6	261.5	342.4
		Коэф. вариации, д. ед	0.219	0.562	0.293
		Интервал изм, м	84.8-625.4	77.5-717.7	77.5-717.7
нижневизейско–турнейские отложения	эффект.	Средняя, м	361.3	-	361.3
		Коэф. вариации, д. ед	0.155	-	0.155
		Интервал изменения, м	94.2-520.2	-	94.2-520.2
	Эфф. Нефте нас	Средняя, м	309.7	-	309.7
		Коэф. вариации, д. ед	0.102	-	0.102
		Интервал изм, м	94.2-440.2	-	94.2-440.2

В целом эффективная толщина продуктивной толщи составляет 703.7 м, эффективная нефтенасыщенная толщина – 652.1 м.

Толщина пород башкирского яруса на платформе порядка 88-115 м, в склоновой части 21-135 м.

Толщина серпуховских отложений на платформе колеблется от 102 м до 220 м, в склоновой части 54-514 м.

Отложения окского надгоризонта имеют толщину в центральной части структуры до 373м, сильно сокращаясь на периферии (до 4 м), вплоть до полного их отсутствия.

Толщина нижневизейских отложений в центральной части месторождения достигает 340м.

Толщина отложений турнейского яруса сокращаются от 148 м вплоть до полного исчезновения.

По результатам исследования керна [2] породы-коллекторы представлены, в основном, известняками. Пустотное пространство пород-коллекторов имеет сложную структуру и представлено первичной межзерновой пористостью, вторичными порами, кавернами, трещинами, что обусловлено условиями осадконакопления и диагенетическими процессами. Большое влияние на формирование пористости оказали процессы выщелачивания, перекристаллизации и образования трещин. Заполнение пор битумом, доломитом, вторичным кальцитом, окремнение привело к ухудшению ёмкостных свойств.

Коллекторы по строению пустотного пространства относятся к сложным. Приняты три типа строения пустотного пространства:

- трещинно-поровый ($K_p < 3\%$);
- трещинно-каверново-поровый ($K_p = 3-7\%$);
- каверново-поровый ($K_p > 7\%$).

Коэффициент эффективной пористости определяли по данным ГИС и керну.

Пористость по кривым ГИС определялась согласно методике вероятностного (многокомпонентного) анализа [2]. В значение пористости вносилась поправка за глинистость. K_p пород в интервалах, идентифицированных как глинистые, принималось равным нулю. В пористость, исправленную за глинистость, вносилась поправка за битум. Содержание битума в породах платформы, склоновой и погруженной зон различное и колеблется от 0.01 до 11%. В целом же его содержание закономерно уменьшается вниз по разрезу – от пермских до девонских отложений.

В I стратиграфическом объекте средняя пористость коллектора по ГИС на платформе варьирует от 3.74 до 5.9%, на склоне – 2.7-3.3%, по керну – на платформе 5.4 – 7.4%, на склоне – 4.8 – 5.6%. Во II стратиграфическом объекте средняя пористость по ГИС изменяется от 3.8 до 4.1%, по керну – в среднем составляет 4%.

Коэффициент нефтенасыщенности в предельно нефтенасыщенной зоны (на 100 м выше принятого уровня ВНК на абсолютной отметке -4933 м) определялся для новых скважин через коэффициент водонасыщенности по уравнению Арчи-Дахнова через сопротивление пластов. Сопротивления пластов определялось по данным индукционного каротажа. Сопротивление пластовой воды принято равным 0.05 Ом при температуре 120°C. Величина минерализации пластовой воды составляет 38.2 г/л. (скважина К-12).

Минерализация пластовых вод месторождения Тенгиз составляет в среднем 40 г/л.

В новых скважинах 3483, 3682, 3882, 3880 в SIM04K, для каждого выделенного горизонта была определена величина объемного содержания воды ($BVW = K_p \cdot K_v$) для платформенной и склоновой частей отдельно. Нефтенасыщенность пород по ГИС в I стратиграфическом объекте на платформе в среднем составляет 0.863 д. ед., в склоновой части – 0.780 д.ед. Во II стратиграфическом объекте в среднем нефтенасыщенность пород по ГИС равна 0.619 д. ед..

Проницаемость пород соответствует проницаемости пород для газа ($K_{пр}$), замеренной на образцах керна.

Проницаемость пород, рассчитанная по гидродинамическим исследованиям скважин, оценена для склоновой и платформенной частей (в 9 скважинах). На дату отчета в скважинах были проведены исследования методом КВД, МУО и гидропрослушивания (10 исследований).

Следует отметить несоответствие проницаемости коллектора, определенной по данным исследования керна и по данным гидродинамических исследований. Проницаемость пород по керну, в основном, отражает проницаемость “матрицы”. Проницаемость по данным гидродинамических исследований, отражает проницаемость пород с учетом трещиноватости и кавернозности.

Физико-химические свойства нефти и растворенного (попутного) газа месторождения Королевское определены по результатам исследований пластовых и разгазированных проб нефти, выполненных в институте «Гипровостокнефть» (1986-1991г.г.), CoreLaboratories (1999-2002 г.г.).

В 2012 году Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан был утвержден подсчет запасов [2]. Материалы этого документа стали, в основном, исходным для настоящего раздела.

На месторождении Королевское из продуктивных отложений отобрано 10 пластовых проб нефти, в т.ч. 4 - институтом «Гипровостокнефть» и 6 - CoreLaboratories. Пробы нефти, в основном, отобраны из скважин, совместно эксплуатирующих два стратиграфических объекта I и II.

Несмотря на различие методической базы в «Гипровостокнефти» и CoreLaboratories, результаты исследований, выполненных этими организациями, хорошо соответствуют друг к другу. Исследованные пробы показали между собой достаточно близкие свойства и, в настоящее время, нет оснований для суждений об изменении свойств пластовой нефти по простиранию и глубине.

Значения давления насыщения также практически совпадают, учитывая, что значения пластовой температуры, принятые упомянутыми организациями, отличаются на 8⁰С. Сложнее сравнивать данные по газосодержанию, поскольку в CoreLaboratories смоделирована ступенчатая сепарация пластового флюида, а в институте «Гипровостокнефть» дегазирование нефти Королевского

месторождения проводилось в одну ступень. Расчет ступенчатой сепарации по схеме, осуществленной в CoreLaboratories, с использованием составов, принятых в подсчете запасов, дал результат по суммарному газосодержанию $564.7 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (экспериментально получено среднее значение - $568.6 \text{ м}^3/\text{м}^3$). Расчет данного параметра по той же методике по среднему составу, полученному в «Гипровостокнефти» при исследовании скважин 9, 11, 16 дал в итоге $573.4 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Изложенное выше позволяет заключить, что имеющий материал по изучению проб пластовых нефтей Королевского месторождения достаточно представителен.

Существенным расхождением между данными CoreLaboratories и «Гипровостокнефти» являются различия в содержании сероводорода в газе сепарации и пластовом флюиде. Временной разрыв между изучением пластовых проб в данных организациях составляет около 8 лет. Учитывая, что на эти годы пришлось внедрение ПЭВМ для обработки аналитических сигналов в лабораторных комплексах, что привело к повышению качества результатов анализа, в настоящей работе принят состав, полученный в CoreLaboratories.

При подсчете запасов [2] была принята схема сепарации по аналогии с Тенгизским месторождением и результаты исследований CoreLaboratories. Поэтому, в настоящем разделе при определении объемного коэффициента, газосодержания, составов, плотности газа сепарации и дегазированной нефти месторождения Королёвское учтены результаты, полученные в институте Гипровостокнефть.

При этом, были использованы значения газосодержания при однократном разгазировании, молекулярная масса «остатка» C_{9+} и зависимость плотности пластовой нефти от давления, определенных в институте «Гипровостокнефть». За пластовую температуру принималась температура на абсолютной отметке минус 4500 м, равная 109°C . Так как при подсчете запасов [2] параметры пластовой нефти были усреднены для температуры пласта 114°C , была проведена их интерполяция с целью получения значения при 109°C . При этом температурный коэффициент для плотности принят равным $0.0006 \text{ кг}/\text{м}^3 \text{ град}$, а для давления насыщения $0.05375 \text{ МПа}/\text{град}$ (по данным исследований этих параметров при различных температурах в «Гипровостокнефти»).

Свойства пластовой нефти месторождения Королёвское приведены в таблице 1.1.2

Таблица 1.1.2 - Месторождение Королёвское. Свойства пластовой нефти

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
Давление насыщения газом,	6	6	24.76 -	25.03

МПа			25.44	
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	2	2	611.2 - 631.0	621.0
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	2	2	-	528.3
Объемный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	2	2	-	1.965
Плотность, кг/м ³	6	6	616.4 - 641.1	625.5
Вязкость, мПа*с	6	6	0.19 - 0.31	0.20
Пластовая температура, 0С	6	6	106 - 115	109

По результатам исследований и расчетов плотность пластовой нефти 625.5 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре 109⁰С равно 25.03 МПа, газосодержание при однократном разгазировании пластовой нефти 621.0 м³/т, динамическая вязкость пластовой нефти 0.20 мПа*с.

Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти приведены в таблице 1.1.3.

После дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти составила 793.5 кг/м³, газосодержание 528.3 м³/т, объемный коэффициент - 1.965, динамическая вязкость разгазированной нефти равна 2.02 мПа*с.

Мольное содержание компонентов в смеси газов, выделившихся из нефти при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, составило: сероводорода - 19.61%, азота - 1.25%, метана - 55.82%, этана - 11.08%, пропана - 6.12%, высших углеводородов (пропан + высшие) - 8.06%, гелий - 0.022%. Относительная плотность газа по воздуху - 0.862.

Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти приведены в таблице 1.1.4

По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 0.72%), малосмолистая (1.21%), парафиновая (4.60%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300⁰С - 68%.

Таблица 1.1.3 - Месторождение Королёвское. Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Наименование	При дифференциальном разгазировании пласт.нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	Выд. газ	Нефть	
Сероводород, мол %	19.61	-	14.86

Углекислый газ, мол %	4.18	-	3.17
Азот + редкие, мол %	1.25	-	0.95
В т.ч. гелий, мол %	0.022	-	-
Метан, мол %	55.82	-	42.31
Этан, мол %	11.08	-	8.40
Пропан, мол %	6.12	0.34	4.73
Изобутан, мол %	0.70	2.19	1.05
Н-бутан, мол %	1.24	6.13	2.39
Изопентан, мол %	-	4.31	1.19
Н-пентан, мол %	-	4.60	1.23
Гексаны, мол %	-	8.59	2.13
Гептаны, мол %	-	11.81	2.85
Октаны, мол %	-	10.44	2.49
Остаток(C ₉ +высшие), мол%	-	51.59	12.25
Молекулярная масса, мол	-	144	55
Молекулярная масса остатка, мол	-	196	196
Плотность газа, кг/м ³ :	1.039		
Газа относительная (по воздуху)	0.862	-	-
Плотность нефти, кг/м ³ :	-	793.5	625.5

Таблица 1.1.4 - Месторождение Королёвское. Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование		Объекты I, II			
		Количество исследован.		Диапазон изменения	Среднее значение
Динам.вязкость при 20 ⁰ С, мПа*с		2	2	1.94 - 2.10	2.02
Кинем.вязкость при 20 ⁰ С, мм ² /с		2	2	2.42 - 2.60	2.52
Температура застывания, ⁰ С		2	2	-16 - (-20)	-17
Температура плавления парафинов, ⁰ С		2	2	50 - 56	53
Массовое содержание, %	Серы	2	2	0.58 - 0.86	0.72
	Смол силикагел-х	2	2	1.12 - 1.30	1.21
	Асфальтенов	2	2	0.01 - 0.10	0.06
	Парафинов	2	2	3.3 - 5.8	4.6
Объемный выход фракций, %	н.к. - 100 ⁰ С	2	2	13 - 15	14
	до 150 ⁰ С	2	2	30 - 32	31
	до 200 ⁰ С	2	2	45 - 46	46

	до 300 ⁰ С	2	2	66 - 70	68
Классификация нефти		II T ₁ M ₄ И ₁ П ₂			

На Королевском месторождении воды нижнего гидрогеологического этажа, к которому приурочены продуктивные пласты, изучались при опробовании скважин 12, 13 и 14 в интервале глубин 5340-4752 м.

Как показали результаты анализа, проведенные КазНИГРИ в ППЭ месторождения Королевское в 1999 г., воды из этих скважин характеризуются широким разбросом минерализации - от 38.2 г/л при плотности 1.036 г/см³ в скважине 12 до 164 г/л в скважине 13 и крайне противоречивыми значениями концентраций отдельных компонентов солевого состава. рН среды слабокислая (до 5.15), общая жесткость воды равна 280 мг·экв/л. По классификации В.А. Сулина вода относится к хлоркальциевому типу. Вода сильно метаморфизована, что характерно для вод подсолевого комплекса. Коэффициент сжимаемости, рассчитанный эмпирическим путем, составляет $4.1 \cdot 10^{-4}$ 1/мПа, динамическая вязкость при температуре 100 °С в среднем равна 0.3 мПа·с, содержание H₂S достигает 2.4 г/л

2. Техничко-технологическая часть

2.1 Гидродинамические исследование скважин

На месторождении Королевское с целью контроля за разработкой проводятся два вида гидродинамических исследований:

- исследование методом восстановления давления, осуществляемое при закрытии скважины для регистрации КВД после предшествующей ее работы на одном (постоянном) режиме;
- комплексное гидродинамическое исследование, включающее исследование методом установившихся отборов при отработке скважины на 2-х и более режимах и исследование неустановившейся фильтрации при последующей остановке скважины для снятия КВД.

Остановка скважин при проведении исследований по изменению статического градиента давления занимает от одной недели до четырех недель, в зависимости от свойств коллектора. Такой временной срок необходим для стабилизации пластового давления в коллекторе. Исследования, ведущиеся при помощи метода КВД, занимают от 2 до 4 недель, а промыслово-геофизические исследования идут от 5 до 7 дней.

Пластовое давление замеряется при помощи следующих методов:

1. Остановка скважины до тех пор, пока пластовое давление не стабилизируется, затем проводятся исследования на предмет определения статического градиента (СГ).

2. Испытание скважины при помощи метода КВД и последующий анализ кривой восстановления давления с целью оценки параметра проницаемости, строения пласта (сброс и т.д.) и пластового давления в коллекторе.

3. Использование данных, считываемых с установленного в скважине стационарного глубинного манометра.

4. Проведение исследований, связанных с восстановлением давления, используя при этом данные по замеру давления на устье и технологическую программу по преобразованию этих величин в величины давления на забое скважины.

Гидродинамические методы исследований (ГДИ) добывающих скважин позволяют определять важнейшие фильтрационные параметры пласта и скважин-проницаемость пласта K , проводимость – kh , степень совершенства вскрытия пласта скважиной – так называемой скин-фактор, замерять пластовые, забойные давления, определять коэффициент продуктивности скважин и другие параметры, строить карты изобар.

ГДИ, проводимые в настоящее время на месторождении Королевское, можно подразделить на 3 группы.

Первая группа исследований – исследование скважин при установившемся режиме эксплуатации. На месторождении Королевское этим методом исследования охвачен весь фонд скважин.

Вторая группа исследований скважин – исследования при неустановившемся режиме работы скважин, метод кривых восстановления давления (КВД). Важную информацию по оценке состояния призабойной зоны пласта несет определение скин-эффекта по данным исследования скважин методом КВД.

На месторождении Королевское определение этого параметра имеет особенно важное значение в связи с тем, что зачастую бурение при вскрытии пласта ведется на воде без выхода циркуляции. В этой связи шлам не выносится на поверхность и остается в призабойной зоне пласта, а фильтрационные свойства пласта в призабойной зоне снижаются. Удаление шлама, воды и восстановление фильтрационных свойств призабойной зоны оценивается по величине и знаку скин-эффекта. Следует отметить, что проведение соляно-кислотных обработок (СКО) и кислотного гидроразрыва (КГРП) резко снижает величину скин-эффекта. Высокопродуктивные скважины имеют как правило положительный и повышенный скин-эффект.

Третья группа исследований скважин включает методы исследования пласта по взаимодействию скважин и объектов разработки (гидропрослушивание) при возмущении однократном или многократном (метод гармонических волн).

Исследования методом установившихся отборов выполнены в большинстве случаев при 2-х режимах (штуцерах) с отработкой на каждом режиме 5 суток. Для исследования поведения трещиноватого коллектора необходимо исследование МУО на 4-х – 5 режимах и получение индикаторной диаграммы в широком диапазоне забойных давлений. Если индикаторная диаграмма будет линейной, то это будет означать независимость свойств трещиноватого коллектора от изменения забойного давления, если линейность будет нарушена и индикаторная кривая будет изгибаться в сторону перепадов давления, то это будет означать смыкание трещин в призабойной зоне при низких забойных давлениях. Такие исследования рекомендуется провести по нескольким скважинам борта и крыльев.

2.2 Анализ исследования скважин при неустановившихся режимах (Pressure Transient Test)

Исследования на неустановившихся режимах дают наиболее полную информацию о свойствах пласта. Общая схема проведения этих исследований состоит в следующем. Создают определенное воздействие на пласт, например, изменением дебита или давления в скважине. Затем проводят наблюдение за изменением дебита или давления в некоторой точке пласта. По полученной информации определяют гидродинамические свойства исследуемого пласта.

Обсуждение ниже суммирует некоторые из интересных характеристик, наблюдаемых с помощью КВД Тестов (РТТ) в Римовой зоне, Крыла и Платформы на месторождении Королевское. Есть несколько общих заключений, которые могут сделанный о качестве бассейна в различных областях месторождения

Королевское. Различия в области Рим/Крыла и Платформы диктуют различное применение стратегии стимуляции скважин. Основные заключения на основе КВД тестов:

Данные по КВД в зоне Рим\Крыла различны от данных полученных в Платформе

Рим и Крыло характеризуются чрезвычайно высокой проницаемостью. Восстановление давления, наблюдаемое относительно скважин Рима и Крыла почти мгновенно после продолжительных периодов производства.

Скважины Платформы показывают более типичные радиальные гомогенные восстановление. Проницаемость в Платформе - умеренное 0.2 к 8 мд со средним приблизительно в 2 мд.

Различия в построения КВД между Рим/Крыла и Платформой могут быть соблюдены относительно простого измерения давления/времени в течение построения КВД. Хотя много различных кривых используются, чтобы оценить реакцию построения, значительная информация может быть получена простым обзором сырого отчета построения КВД. Различия в скважинах Рим/Крыло и Платформы могут быть просмотрены ниже в иллюстрациях 1, 2, и 3.

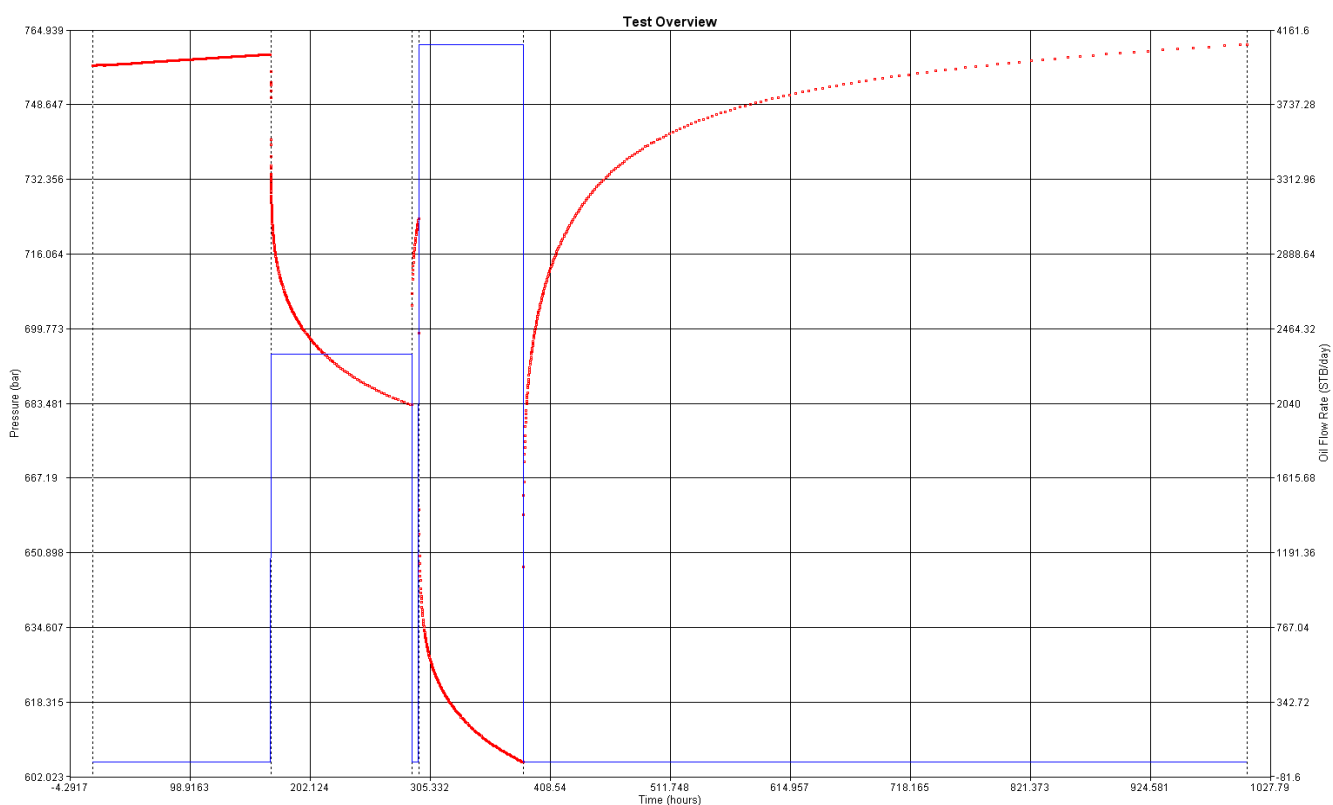


Рис. 2: Платформа скв.Т-5К. Типичное восстановление для Платформы

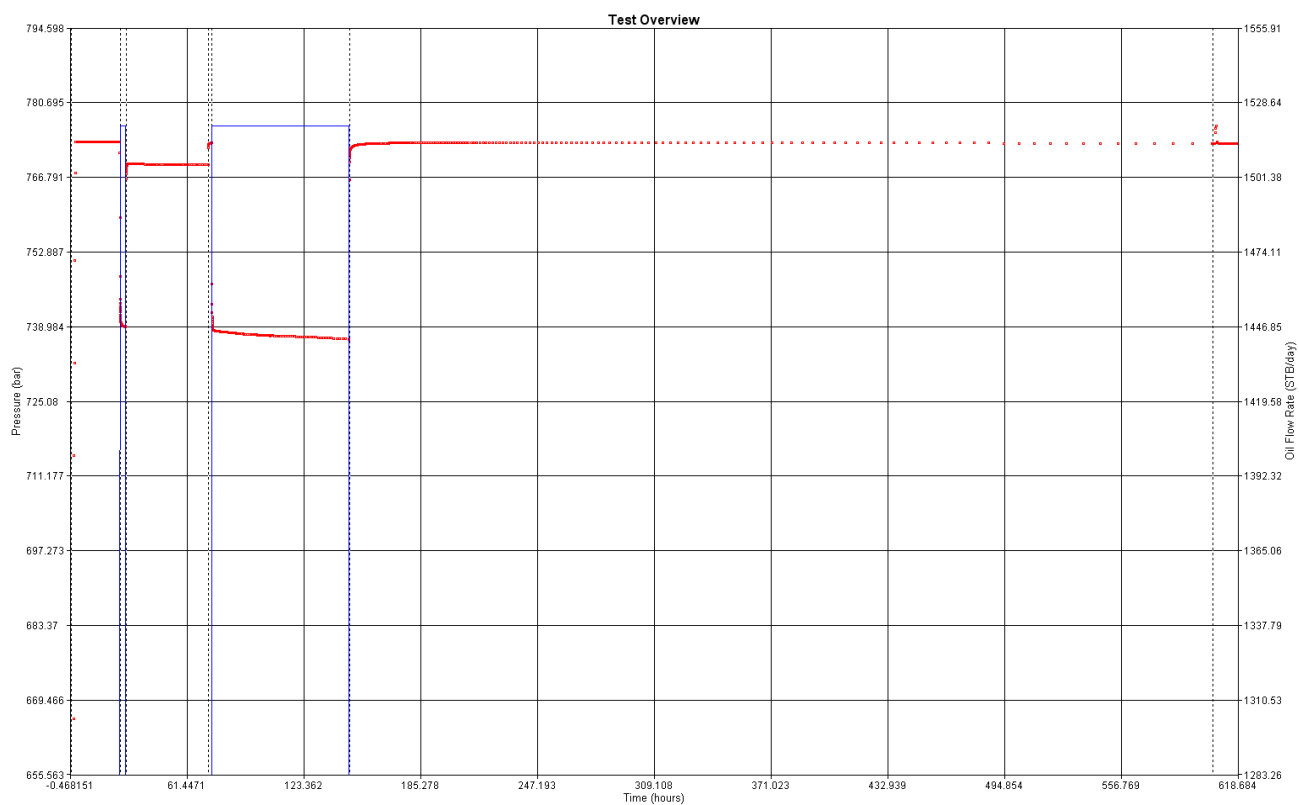


Рис. 3: Рим скв. T-102. Типичное восстановление для Рима.

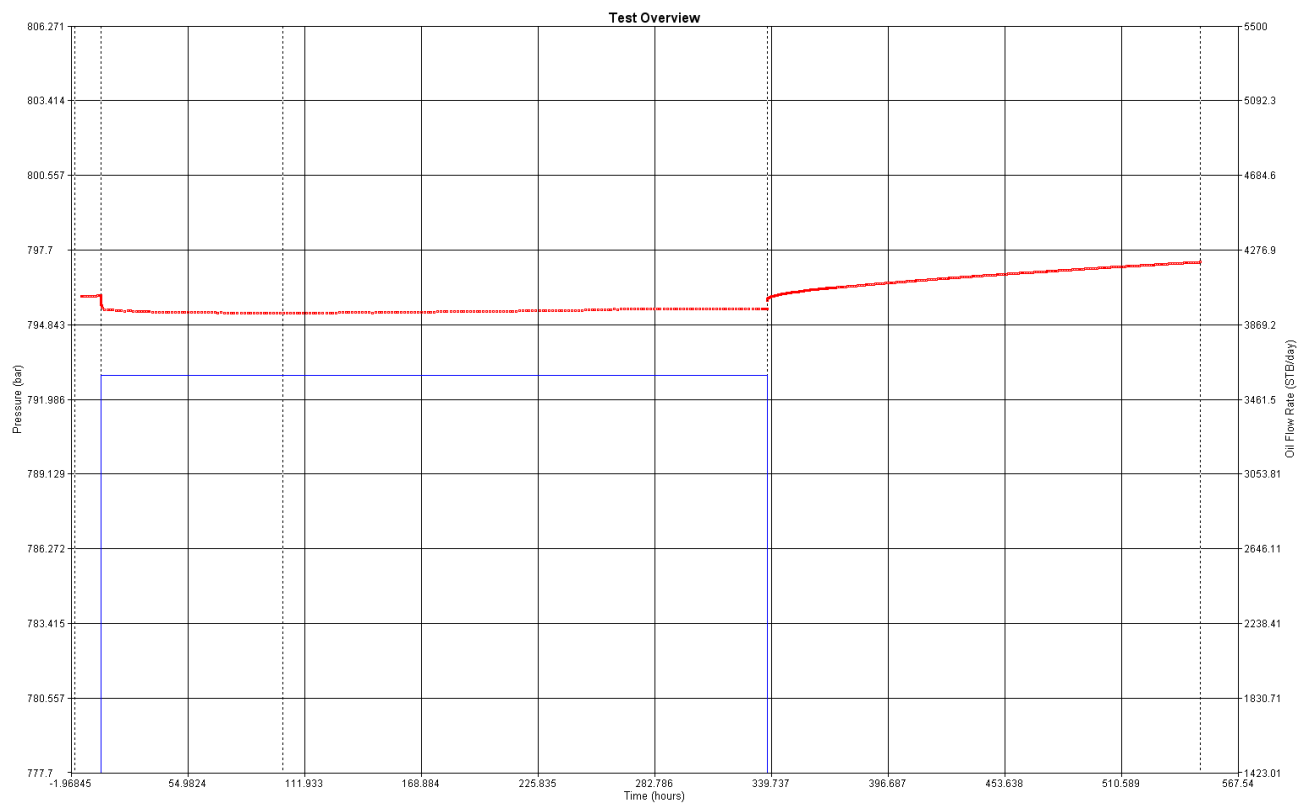


Рис.4: Крыло скв. T-10. Типичное восстановление для Крыла

Что является очень очевидным, смотря на рисунках 1-3 так это - фундаментальное различие в начальные построения времени между скважинами Рима/Крыла и Платформы. В скважинах Рима и Крыла, произошло мгновенное построение кривой. Это особенно верно на рисунке 3 выше, которая хорошо показывает скважина Т-10. Хотя, кажется, что скважина все еще восстанавливается в конце кривой, это происходит только из-за масштаба давления на левой оси. Скважина Т-102 тоже быстро среагировало на восстановление давления, хотя есть сильное различие между забойного давления действующей и закрытой скважине. Это различие происходит из-за чрезвычайного сильного скин-повреждения скважины. В случае если бы скин-повреждение были бы удалены, то это скважина не производило бы без спада и выглядело бы как скважина Т-10. Таблица 2 ниже – резюме проницаемости, полученной из тестов скважин Рима и Крыла.

Table 2.2.1: Permeability from Rim and Flank

Скв.	Место нах.	Интервалы перфорац. фут	Интервал притока фут	Высотпрониц мд*фу	Прониц фут	Комментарии
Т-8	Рим	1040	246	3500	14.3	Имеется двойная проницаемость.
Т-10	Крыло	105	105	174803	1665	Проницаемость подсчитана путем сравнения притока и восстановления давления.
Т-16	Крыло	171	171	52887	309	Быстрое восстановление давления.
Т-43	Крыло	1040	111.2	3070	27.5	Восстановления давления показывает обширное повреждение. $S = 115$
Т-102	Рим	436.35	436.35	21253	48.75	Присутствуют сильное повреждения skin +100.
Т-104	Рим	262	262	11919	45	Skin+89

Заключение анализа КВД (РТТ) по зонам Рима/Крыла и Платформы.
Рим и Крыло:

- Высокая проницаемость.
- Быстрое восстановление давления.
- Система имеет превосходную сообщаемость как вертикальная, так и горизонтальная.

- Стимуляционная деятельность должна сфокусироваться на удалении повреждений.
- Продолжительность тестов РТТ и SGS составляет меньше недели.

Платформа:

- Низкая и средняя проницаемость. Классическое медленное восстановления давления радиального гомогенного типа.
- Медленное и среднее восстановление давления в течении значительного закрыто периода.
- Ограниченный эффективный радиус влияния скважины.
- Высокий скин-фактор после заканчивания.
- Продолжительность тестов РТТ и SGS составляет от 1 до 2 недель.
- Стимуляционная деятельность должна иметь кислотные обработки. СКО должна увеличить продуктивность скважины.

2.3 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, характеристика их продуктивности и режимов

В целом все объекты образуют единую гидродинамическую систему. Наличие вертикальной гидродинамической связи между объектами через обширные трещиноватые зоны в высокопроницаемых биогермных фациях бортовой и крыльевых частях месторождения доказывается наблюдаемым падением пластового давления во II объекте на фоне незначительных объемов добычи нефти, а также однородностью свойств нефти по всем участкам и интервалам Королевского месторождения. Результаты опробования в открытом стволе модульно-динамическим пластоиспытателем (MDT) в процессе проводки скважин Т-7252, Т-5857, Т-6337, Т-4346 и Т-6261 показали существование между объектом II (ниже рима/фланга объекта I) и объектом I гидродинамической связи через зоны, коллекторские свойства которых определяют трещины. Это подтверждается снижением давления в объекте II, где не было добычи вообще или где отбор нефти был незначительным и не мог повлиять на давление в районе скважин, где отмечено снижение.

Залежи нефти месторождения Королевское характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями. Для оценки величины начального пластового давления использовалась связь между значениями пластового давления по скважинам и глубиной, полученными по результатам обработки КВД и замеров статического градиента (SGS) на этапе геологоразведки рассматриваемого месторождения. Для построения зависимости «глубина – пластовое давление» использовались данные по давлениям на глубине замера, максимально приближенной к отметке середины интервала перфорации, чтобы при дальнейшем пересчете через градиент давлений по скважинам к отметке середины перфорационного интервала ошибка за счет поправки была минимальной. Начальное пластовое давление при градиенте вертикального давления 0,0183 МПа/м на глубине минус 4500 м составляет 82,35 МПа.

Исходя из аномально высоких пластовых давлений и высоких температур, наличия низкопоровых коллекторов в подошвенной части резервуара, а также учитывая очень слабые притоки пластовой воды из нижней части разреза, разработку месторождения предполагается осуществлять на упруго-замкнутом режиме.

На дату выполнения настоящей работы гидродинамические исследования на месторождении Королевское проводились в 68 скважинах. При этом получить результаты удалось по 60 скважинам, 53 из которых, согласно предложенной в проекте опытно-промышленной эксплуатации месторождения Королевское схеме разделения залежей нефти на объекты, по добычным возможностям относятся к I объекту, одна скважина (Т-10) – к III объекту и 6 скважин совместно эксплуатируют I и II объекты. Общий объем проведенных исследований по I объекту составил 127 определений различных параметров пластовой системы, 2 исследования по III объекту и 7 исследований по совместно эксплуатируемым скважинам.

В течение 2014-2015 гг. только в семи скважинах осуществлены гидродинамические исследования с замером давления на забое с помощью приборов EMS-770 и PSP (скважины Т-5к, Т-42, Т-103, Т-419, Т-463, Т-5050, Т-5056), остальные исследования проведены на устье, хотя общеизвестно, что данные, полученные в результате глубинных исследований, отражают фактическое состояние скважины. Результаты сопоставления исследований, выполненных при помощи “Hyperlogger” с результатами глубинных замеров по скважинам, представлены в работе. В скважинах, где выполнены только устьевые исследования Т-105, Т-11, Т-40, Т-43, Т-318 необходимо наряду с устьевыми исследованиями проводить также и глубинные замеры при последовательном чередовании исследований на устье и на забое.

Характер поведения кривой производной от давления на конечном участке в одних исследованиях указывает на отсутствие каких-либо границ (возможно границы не зафиксированы импульсом давления), то есть - на бесконечное распространение пласта в горизонтальной плоскости, в других - на наличие в пласте на определенном расстоянии (L) от скважины линейной границы, которая является либо тектоническим нарушением, либо низкопроницаемой зоной с резким ухудшением фильтрационных характеристик коллектора.

Полученные значения скин-фактора от (-6.5) до (-1.1) говорят об улучшенном состоянии призабойной зоны скважин: Т-11, Т-12, Т-40, Т-103, Т-117, Т-124, Т-318. При наличии трещин в прискважинной зоне проявление скин-эффекта незначительное ($S_{max}=0.806$).

Высокое значение скин-фактора, свидетельствующее о существенном загрязнении прискважинной зоны, получено для скважин: Т-4, Т-5к, Т-9, Т-102, Т-106. Эти скважины являются первоочередными кандидатами на проведение мероприятий по интенсификации притока (СКО, КГРП).

Изменение продуктивных и ёмкостно-фильтрационных характеристик пласта в скважинах вызвано:

проведением мероприятий по дополнительной перфорации продуктивных горизонтов;

проведением мероприятий по интенсификации притока в скважину (СКО, КГРП).

Недостаточная охваченность гидродинамическими исследованиями скважин, дренирующих II объект как самостоятельно, так и совместно с I объектом, отрицательно сказывается на точности определения осредненных параметров для условий II объекта, и, несомненно, требуется дальнейшее углубленное изучение для уточнения параметров пластовой системы и повышения представительности гидродинамической модели месторождения. В связи с этим при настоящем анализе всей имеющейся базы гидродинамических исследований результаты представлены в целом для Королевского месторождения.

Наиболее распространенной для условий данного резервуара является схема проведения гидродинамических исследований, при которой первоначально осуществляется испытание методом установившихся отборов (МУО) при работе скважины на 2-х режимах (штуцерах) с отработкой на каждом режиме 5 суток. После этого скважина останавливается на 30 суток для исследования методом восстановления давления со снятием кривой восстановления давления (КВД). При этом достоверность получаемой информации по емкостно-фильтрационной характеристике коллектора повышается с увеличением числа режимов при проведении исследований МУО.

Особенностью проведения гидродинамических исследований скважин на месторождении Королевское на нестационарных режимах является остановка скважин на снятие КВД на 2 недели для скважин платформы и на 1 неделю для скважин склона и борта. При этом фактическое время на снятие КВД колебалось от 9 до 180 часов.

Наиболее представительные результаты гидродинамических исследований скважин месторождения Королевское представлены в таблице 2.3.1

При разделении залежей нефти по фациальным зонам объем представительных исследований параметров пластовой системы распределился следующим образом.

Таблица 2.3.1. Результаты исследования скважин и пластов

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Примечание
	скважин	изменений			
1	2	3	4	5	6
Начальное пластовое давление, МПа	22	22	77,89-85,36	82,35	Принято по зависимости
Пластовая температура,	17	17	99,7-122,3	109,4	Принято

°С					по зависи- ти
Геотермический градиент, °С/100м				1,86	
Дебит нефти, т/сут	57	57	60-2055	788,6	На послед- нюю дату
Обводненность вес., %				0	
Газовый фактор, м ³ /т				506,6	
Удельная продуктивность, $\frac{м^3 \cdot 10}{м.сут.МПа}$	36	36	0,000027 – 0,0374	0,0021	На послед- нюю дату
Удельная приемистость, $\frac{м^3 \cdot 10}{м.сут.МПа}$	-	-	-	-	
Гидропроводность, $\frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$	39	39	38 – 316160	14824	
Приведенный радиус, м	36	36	$1 \cdot 10^{-30}$ – 66,51	4,18	
Пьезопроводность, $10^4 м^2/с$	39	39	0,0000015- 0,061	0,02	
Проницаемость, мкм ²	39	39	$5 \cdot 10^{-4}$ – 1,98	0,066	
*Дебит газа, тыс.нм ³ /сут.					

Различие характеристики дебитов скважин по фациальным зонам объясняется их емкостными и фильтрационными свойствами, которые для различных фациальных зон существенно отличаются. В нижеследующей таблице приведена сравнительная характеристика толщин подобъектов Юбъекта в различных фациальных зонах. Как видно из таблицы, толщины подобъектов резко отличаются при переходе из зоны в зону.

Таблица 2.3.2. Усредненная характеристика толщин подобъектов I объекта в различных фациальных зонах

Зоны	Средняя толщина горизонтов, м		
	Башкирский	Серпуховский	Окский
Платформа	90	100	240
Марджин	120	750	отс.
Баундстоун	10	350	отс.

Склон	40	200	50
-------	----	-----	----

Для оценки параметров коллектора в различных фациальных зонах была проанализирована выборка гидродинамических исследований, выполненных по скважинам месторождения Королевское за период разведки и разработки. Такие параметры как проницаемость, гидропроводность и продуктивность скважин (параметр удельной продуктивности скважины не исследовался, так как в него вносится некоторая доля условности при использовании работающей мощности по PLT) осреднялись для максимальных и минимальных значений по группам скважин, попавших в те или иные фациальные зоны. Результаты обработки приведены в таблице 2.3.3

Таблица 2.3.3

**Фильтрационная характеристика пласта и скважин
по данным гидродинамических исследований**

№ ПП	№ скв.	Участок	К прони мД	К·h прони× толщин , мД·м	Гидро- провод -ность, мД·м/с п	h вскры -тая тол- щина, м	Q деби т, т/сут ·	Коэфф. продук- тивност и, т/сутки/ бар
1	1К	Борт	105,5	6752	33760	64	1958	45
2	3К	Платформа	0,76	76	380	100	971	4,6
3	4	Борт	2,24	266,56	1333	119	444	1,26
4	5К	Платформа	0,62	62	310	100	408	1,56
5	6	Борт					1038	6,42
6	7	Борт	0,59	157,53	788	267	625	3
7	8	Борт	3,2	918,4	4592	287	667	4
8	9	Борт	46,2	7068,6	35343	153	1158	42,2
9	10	Склон	1976	63232	316160	32	1400	47,9
10	11	Платформа	1,86	187,86	939	101	300	2
11	12	Склон	3,67	216,53	1083	59	936	8,3
12	15	Платформа	5,64	558,36	2792	99	811	8
13	16	Склон	186	9672	48360	52	731	18
14	20	Борт					378	33
15	21	Платформа	8,43	531,09	2655	63	299	1,6
16	23	Борт					1377	28,5
17	27	Борт	60,8	3952	19760	65	1530	42
18	28	Борт					1534	30,5
19	38	Склон					200	0,6
20	40	Склон					125	0,8
21	42	Склон	15,4	4697	23485	305	1400	149,5
22	43	Склон	9,9	3583,3	17919	362	796	13,9
23	44	Борт	6,83	751,3	3757	110	523	10,2

№ ПП	№ скв.	Участок	К прони мД	К·h прони× толщин , мД·м	Гидро- провод -ность, мД·м/с п	h вскры -тая тол- щина, м	Q деби т, т/сут ·	Коэфф. продук- тивност и, т/сутки/ бар
24	47	Склон					483	1,5
25	72	Платформа	1,32	286,44	1432	217	200	0,8
26	102	Борт	30,14	3646,94	18235	121	754	3,4
27	103	Борт	2	318	1590	159	1075	4
28	104	Борт	38,19	3055,2	15276	80	700	1,52
29	105	Платформа	1,94	157,14	786	81	213	1,3
30	106	Платформа	1,3	78	390	60	125	0,6
31	107	Платформа	1,29	96,75	484	75	60	0,166
32	108	Борт					1624	56,6
33	110	Платформа					250	0,6
34	111	Платформа	1,405	101,16	506	72	626	3,1
35	112	Платформа	1,15	113,85	569	99	640	4,16
36	113	Платформа	0,55	119,9	600	218	700	8
37	114	Борт					400	1,18
38	115	Платформа	1,07	149,8	749	140	446	1,2
39	116	Платформа	23,66	757,12	3786	32	844	18,6
40	117	Платформа	0,05	7,6	38	152	300	1
41	118	Борт					2055	29
42	119	Платформа	0,1392	16,704	84	120	70	0,176
43	120	Платформа	0,55	137,5	688	250	325	0,96
44	121	Платформа	1	76	380	76	118	0,48
45	122	Борт	42,2	1477	7385	35	2035	18,5
46	123	Платформа	0,472	82,128	411	174	255	0,53
47	124	Платформа	0,36	75,24	376	209	373	0,82
48	220	Платформа	1,65	704,55	3523	427	1598	5,9
49	317	Платформа	3,51	803,79	4019	229	514	2,6
50	318	Платформа	2,53	680,57	3403	269	1200	9
51	320	Борт					1563	43
52	419	Платформа					526	1,9
53	463	Склон					350	1,2
54	1100	Склон					1953	40
55	1101	Борт					993	5
56	5050	Платформа					498	1,91
57	5056	Борт					1474	5,08
58	5857	Борт						4,97
Средние значения:								

№ ПП	№ скв.	Участок	К прони мД	К·h прони× толщин , мД·м	Гидро- провод -ность, мД·м/с п	h вскры -тая тол- щина, м	Q деби т, т/сут .	Коэфф. продук- тивност и, т/сутки/ бар
	По месторождению		66,41		14823, 7	144,4		13,5
	По борту		30,7		12893	133		19,2
	По платформе		2,66		1274	146		4,1
	По склону		438,2		81401	162		31,3

На 01.01.17 гидродинамические исследования на Королевском месторождении проведены в полном объеме, предусмотренным в Технологической схеме. В течение 2015-16 гг. с целью оценки продуктивных и фильтрационно-емкостных свойств (ФЭС) пласта и состояния призабойной зоны были проведены 56 гидродинамических исследований. Из них 12 исследований методом анализа КВД (РТТ) и гидропрослушивания (SGI) и 16 исследований по определению профиля притока в 2015 году (PLT), 4 исследований РТТ и 24 PLT - в 2016 году.. Также были проведены замеры статического градиента давления и температуры (ЗСГ) на забоях скважин. В 2015 году 28 замеров и 22 замера в 2016 году. В дополнение к гидродинамическим исследованиям проводится 34 каротажных работ по определению пористости и насыщенности коллектора, из них 11 работ в 2015 году и 23 работ в 2016 году.

В 2016 году были проведены работы по отбору глубинных проб пластовой жидкости в 3 скважинах с целью сравнения физико-химических свойств флюида. Таблица 2.3.4 – Промыслово-гидродинамические исследования проведенные в 2016 году.

№ п/ п	ЗСГ		КВД		PLT		Кавернометр ия		RST	
1	122	3.03.1 6	318/5447	3.03.1 6	505 0	18.01. 16	44	2.10.16	116	5.02.1 6
2	23	18.04. 16	112	10.05. 16	394 8	19.01. 16	24	6.11.16	72	23.02. 16
3	7	25.04. 16	21	7.06.1 6	116	4.02.1 6			505 0	27.02. 16
4	320	2.05.1 6	108/5056 /9	27.07. 16	72	21.02. 16			117	6.03.1 6
5	110 1	5.05.1 6			544 2	3.03.1 6			544 2	9.03.1 6
6	44	27.06.			544	10.03.			102	29.03.

		16			2	16				16
7	684 6	30.06. 16			113	14.03. 16			104	17.04. 16
8	104	28.07. 16			102	30.03. 16			23	20.04. 16
9	119	21.08. 16			117	2.04.1 6			585 0	2.05.1 6
10	105	12.11. 16			566 0	7.04.1 6			110 1	5.05.1 6
11	15	ПГМД			104	16.04. 16			28	23.05. 16
12	220	ПГМД			23	22.04. 16			44	28.05. 16
13	584 8	ПГМД			563 2	23.04. 16			38	19.06. 16
14	72	ПГМД			29	8.06.1 6			419	1.07.1 6
15	524 2	ПГМД			38	21.06. 16			4	6.07.1 6
16	544 2	ПГМД			674 3	23.06. 16			320	18.07. 16
17	584 8	ПГМД			320	19.07. 16			1k	6.08.1 6
18	42	ПГМД			585 3	31.08. 16			8	9.09.1 6
19	585 0	ПГМД			8	12.09. 16			220	16.09. 16
20	318	ПГМД			220	18.09. 16			44	29.09. 16
21	25	ПГМД			44	1.10.1 6			42	11.10. 16
22	31	ПГМД			42	13.10. 16			6	21.10. 16
23					6	22.10. 16			564 6	24.10. 16
24					564 6	27.12. 16				

Результаты гидродинамических исследований приведены в таблице 2.3.4. Полученные параметры ФЕС месторождения варьирует в пределах значений, приведённых в Технологической схеме и Анализе разработки.н

Таблица 2.3.5 – Результаты гидродинамических исследований за 2015 - 2016гг. методом КВД (РТТ)

№ скв.	Место-положение	Толщина пласта, м	Дата исследования	Коэффициент проницаемости, мкм²	Коэффициент продуктивности, м³/сут*МПа	Гидропровод., мкм²*м/мПа*с	Коэффициент пьезопровод., м²/с	Скин-фактор	Проводимость, мкм²*м
8	Борт	442	03.15 г	0.138		2785.4	0.0143	2300	612.8
20	Борт	23	14.02.15 г	2.521	2730	263.6	0.184	32	58
112	платф.	217	05.15 г	0.005		5.14	0.0005	-2	1.16
114	Борт	140	02.15 г	0.007	59.6	4.227	0.0005	22	0.93
317	платф.	235	15.05.15г	0.0004		0.477	0.00004	-3	0.11

Таблица 2.3.6 - Результаты гидродинамических исследований в скважинах, исследованных на гидропрослушивание

№№ скв. реагир.	Местоположение	Дата исследования	№№ скв. возмущ.	Местоположение	Рстат., МПа	Скин-фактор	Коэффициент проницаемости, мкм²	Гидропроводность, мкм²*м/(мПа*с)
115	Платформа	01-03.15г	220	платформа	-	-3.5	0.0096	3.35
			5646	платформа	-	-	-	-
			317	платформа	-	-	-	-
21	Платформа	05.15г	220	платформа	-		0.012	4,83
			5646	платформа	-	-	-	-
4635	склон	05.05.15 г	43	склон	64	1	0.061	120
106	Платформа	06.15 г	5044	Платформа	-	-4	0.008	1,09
317	Платфор	10.15 г	5444	Платфор	-	-4.1	0.003	1.3

	ма			ма				
14	Платформ	10.15 г	5447	платформ	57	-4	0,019	2,9
5к	ма	09.15 г	15	ма	-	-	-	-
318	Платформ	02.16 г	5447	платформ	-	-2	0.004	5.3
72	Платформ	01- 03.16 г	5246	платформ	-	-4	0.002	4.59
			5044	платформ	-	-4	0.003	4.71
108	борт	06-07. 16 г	5056	борт	62.9	-1.8	1.6	468,2
			9	борт	-	-	-	-
11	Платформ	03-04.16 г	5044	платформ	-	-4	0.005	6.3
			5242	платформ	-	-	0.004	6.0
106	Платформ	06.15 г	5044	платформ	-	-4	0.008	1.09
5848	Платформ	04-06.16 г	21	платформ	-	-3	0.006	9.6

По результатам проведенных гидродинамических исследований были определены скважины кандидаты на проведение СКО для улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны пласта.

2.4 Анализ выполнения мероприятий по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин, скважинного оборудования

Одним из важных методов, используемых при контроле за разработкой месторождения Королевское являются гидродинамические исследования с использованием комбинированного прибора PLT, содержащим датчики для одновременного замера в скважине температуры, давления, плотности и диэлектрических свойств флюида, скорости кабеля, естественной радиоактивности, укомплектованного расходомером и локатором муфт, в некоторых скважинах, эксплуатирующихся открытым стволом для учета влияния изменения диаметра скважины на показания расходомера, проводятся замеры каверномером.

Основной задачей, решаемой PLT, является – выделение интервалов притока, расчёт зональных дебитов, определение профиля притока, характера флюида, поступающего в скважину. Выделение работающих интервалов осуществляют на основании показаний расходомера, рассчитанной второй производной температуры и показаний других методов.

Исследования PLT проводят в режиме остановленной скважины (статический) и в работающей скважине (динамический), при разных скоростях проходки приборов вниз и вверх а также замеры при стоянке приборов на точках.

В результате исследований получают следующие параметры: давление, температуру, плотность флюида, скорость вертушки, скорость записи, диаметр скважины, объем воды в потоке.

В течение 2015 -2016 гг исследования PLT выполнены в 38 скважинах. В таблице 2.4.1 приведены результаты по оценке долевого участия в общей добыче стратиграфических горизонтов по данным PLT за 2015-2016 гг. На рис.5 представлена гистограмма доли притоков определенных по замерам PLT в действующих скважинах по стратиграфическим горизонтам для скважин, расположенных на платформе, борте и склоне.

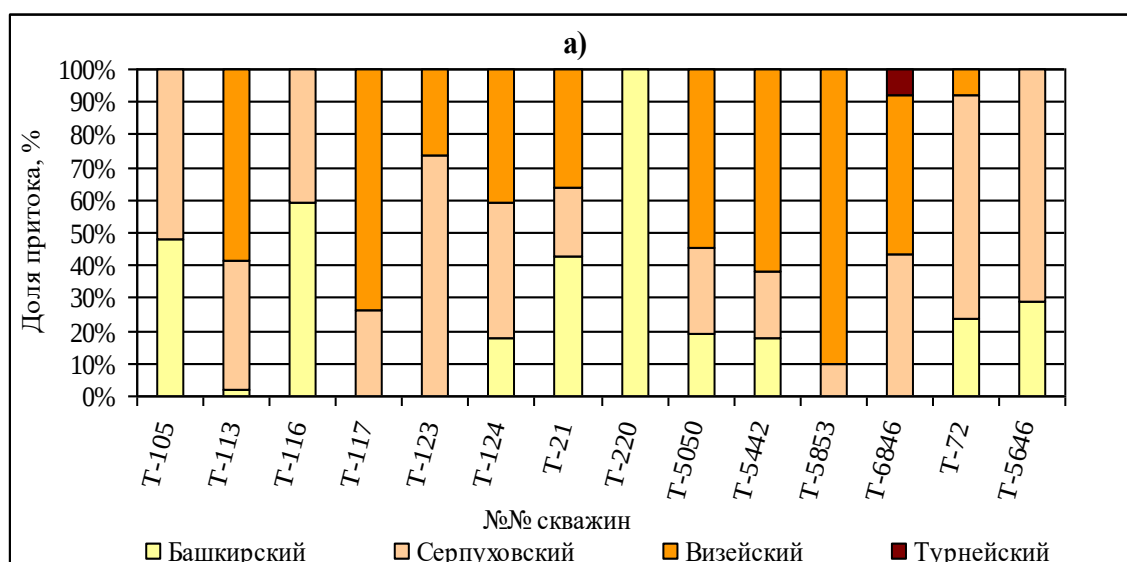
Кроме того, по материалам, предоставленных заказчиком составлена таблица 2.4.2 результатов исследований PLT, в которой отмечены даты и интервалы исследований, работающие толщины, объем притока в долях от общего потока в этих интервалах. Рассчитаны коэффициенты охвата выработкой как отношение суммарных работающих толщин ко всей толщине вскрытых эксплуатационных интервалов.

В таблице 2.4.3 приведены средние значения и диапазоны изменения коэффициентов охвата выработкой вскрытых для эксплуатации интервалов по объектам и по участкам месторождения.

Таблица 2.4.1 Долевое участие в общей добыче стратиграфических горизонтов по данным PLT 2015-2016гг

№ск в.	Положен ие	Дата проведен ия PLT	Процент от общего притока			
			Башкирск ий	Серпуховск ий	Визейск ий	Турнейск ий
T-102	борт	30.03.16	18%	82%		
T-104	борт	16.04.16	100%			
T-23	борт	22.04.16	100%			
T-320	борт	19.07.16		100%		
T-4	борт	25.04.15		100%		
T-44	борт	13.11. 16	36%	5%	59%	
T-4556	борт	06.11.15	65.66%		34.34%	
T-4748	борт	27.01.15	10%	19%	71%	
T-6	борт	22.10.16	2%	10%	88%	
T-	борт	14.11.15	34.79%	65.21%		

6457						
T-7450	борт	23.08.15		100%		
T-8	борт	12.09.16	2%		98%	
T-6743	борт	23.06.16	100%			
T-105	Платформа	20.04.15	48%	52%		
T-113	Платформа	14.03.16	2%	39.30%	58.70%	
T-116	Платформа	04.02.16	59%	41%		
T-117	Платформа	02.04.16		26%	74%	
T-123	Платформа	05.06.15		74%	26%	
T-124	Платформа	10.08.15	17.80%	41.56%	40.64%	
T-21	Платформа	21.07.15	43%	21%	36%	
T-220	Платформа	18.09.16	100%			
T-5050	Платформа	18.01.16	18.90%	26.28%	54.82%	



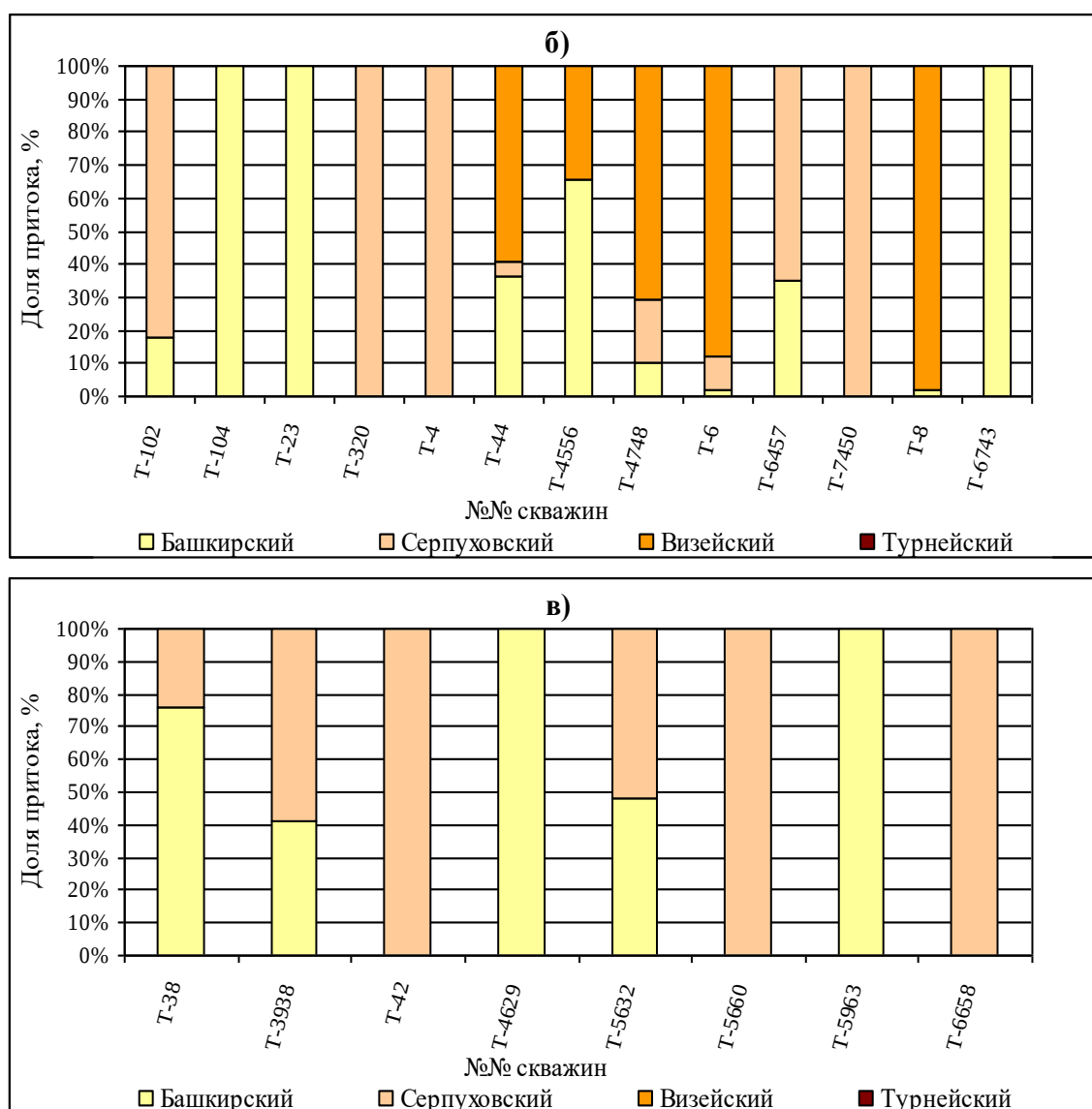


Рис. 5 Распределения доли притоков (данные PLT) по стратиграфическим горизонтам в скважинах, расположенных на а) платформе, б) борте, в) склоне
Таблица 2.4.2 Средние значения и диапазоны изменения Кохв по объектам разработки

Объект	К охв ср	Мин	мах	Кол-во СКВ
I	0.36	0.03	0.97	19
I+II	0.29	0.01	0.9	10
I+II+III	0.12	0.02	0.22	5

Таблица 2.4.3 Средние значения и диапазоны изменения Кохв по участкам месторождения

Участки	К охв ср	Мин	мах	Кол-во СКВ
платформа	0.42	0.10	0.97	15
Борт	0.26	0.02	0.9	13

Склон	0.10	0.01	0.33	6
--------------	------	------	------	---

На основании анализа имеющихся материалов по интерпретации РЛТ можно сделать следующие выводы:

- наиболее высокими коэффициентами охвата выработкой ($K_{\text{охв}}$) более 0.5 характеризуются пять скважин (Т-105, Т-123, Т-124, Т-21, Т-220) расположенные на платформе и эксплуатирующие I объект и три бортовые скважины (Т-4748 и Т-6), эксплуатирующие I+II объект, и скважина Т-104, эксплуатирующая I объект (таблица 2.4.2);
- из платформенных скважин наименьшими $K_{\text{охв}}$ (до 0.12) характеризуются скважины Т-116, Т-117, Т-29, из бортовых – скважины Т-4, Т-6743, Т-7450, Т-6457, из склоновых – скважины Т-5632, Т-4629, Т-42 и Т-5963 (таблица 2.4.2);
- в целом, наиболее высокими коэффициентами охвата выработкой ($K_{\text{охв}}$), рассчитанными по данным РЛТ, характеризуются I и I+II объекты, соответственно, 0.36 и 0.29 (таблица 2.4.3);
- скважины, расположенные на платформе и борте, также характеризуются более высокими средними значениями ($K_{\text{охв}}$ - 0.42 и 0.26) по сравнению со скважинами, расположенными на склоне (таблица 2.4.4)

3. Специальная часть

3.1 Задачи соляно-кислотной обработки

На Тенгизских/Королевских скважинах мы наблюдали несколько механизмов повреждений, которые ограничивают добычу и приводят к необходимости СКО.

- В некоторых скважинах распространено образование отложений на внутренней стенке НКТ и в перфорационных отверстиях. Отложения в основном состоят из сульфида железа и образуются из-за поступления фазы свободной воды во время добычи, высокого содержания сероводорода и недостаточного контроля коррозии во время проведения предыдущих СКО.
- Частичное закупоривание обломками породы, раствором на нефтяной основе во время проведения буровых работ и КРС. Раствор на нефтяной основе с высоким содержанием твердых частиц (включая наполнитель для борьбы с поглощением) приводят к повреждению призабойной зоны.
- При лабораторных испытаниях, перфорирование с использованием РНО такой плотности, что гидростатическое давление в скважине выше пластового давления, приводит к созданию большого скин-эффекта.
- Плохая гидродинамическая связь с коллектором в бортовых/крыльевых скважинах, в которых отсутствует значительная система трещин.
- Недостаточное вскрытие перфораций при перфорировании двух колонн обсадных труб.

3.2 Кислотный гидроразрыв

В 2019 будет проведен подробный анализ по скважинам, где ранее был проведен кислотный гидроразрыв. Анализ позволит нам лучше понять предыдущие программы. Уроки, извлеченные из этого анализа, будут применены при проведении запланированной программы кислотного гидроразрыва на четырех скважинах в 2020. Программа кислотного гидроразрыва на четырех скважинах будет сосредоточена на крыльевых скважинах, которые имеют слабую гидродинамическую связь с системой трещин коллектора.

После завершения программы 2020 будет проведено дополнительное исследование возможного гидроразрыва в Объекте 2.

Во время проведения предыдущих программ кислотного гидроразрыва, темп закачки был ограничен максимальным допустимым устьевым давлением. Максимальное устьевое давление было примерно 700 бар. Будет проведено дополнительное исследование с целью увеличения темпа закачки при кислотном гидроразрыве.

3.3 Обработка призабойной зоны кислотными растворами

Определение необходимого количества реагентов и составление плана обработки призабойной зоны соляной кислотой для следующих условий: глубина скважины $L=5750$ м; вскрытая толщина карбонатного коллектора $h = 97$ м; диаметр скважины по долоту $D = 0,216$ м; пластовое давление 82 МПа; пластовая температура 135°C ; коэффициент проницаемости $0,2 \cdot 10^{-12}\text{м}^2$, коэффициент продуктивности $50 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; внутренний диаметр НКТ $d = 0,075$ м.

Первоначально обрабатывают хорошо проницаемый пористый карбонатный пласт 15 % раствором соляной кислоты из расчета 1 м^3 раствора на 1 м толщины пласта. Плотность кислоты при 25°C $\rho_{25} = 1134 \text{ кг/м}^3$. В связи с близостью подошвенной воды нижние 10 м (h') продуктивного пласта не обрабатывали.

Необходимый объем раствора: $W_p = 1 (97 - 10) = 87 \text{ м}^3$

Для определения объема товарной кислоты обычно пользуются таблицами и пересчетными коэффициентами. Методику расчета можно упростить, учитывая, что плотность кислоты обусловлена ее концентрацией. При известной объемной доле кислоты ее W_k определяем по формуле

$$W_k = W_p x_p (5,09 x_p + 999) / [x_k (5,09 x_k + 999)], \quad (3.1)$$

где x_k , x_p – объемные доли товарной кислоты, кислотного раствора соответственно, %.

При объемной доле товарной кислоты 27,5 % найдем ее объем

$$W_k = 87 \cdot 15,0 (5,09 \cdot 15,0 + 999) / [27,5 (5,09 \cdot 27,5 + 999)] = 44,8 \text{ м}^3.$$

Если при перевозке и хранении кислоты ее концентрация изменилась, то, объем товарной кислоты рассчитывается по формуле

$$W_k = W_p 5,09 x_p (5,09 x_p + 999) / [\rho_k (\rho_k - 999)], \quad (3.2)$$

где ρ_k – плотность товарной кислоты при 15°C .

Если плотность кислоты определена при другой температуре, то для ее пересчета необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$\rho_{15} = \rho_t + (2,67 \cdot 10^{-3} \rho_t - 2,52) (t - 15) \quad (3.3)$$

где ρ_t , ρ_{15} – плотности кислотного раствора при температурах t и 15°C соответственно, кг/м^3 .

Находим плотность кислоты при 15°C

$$\rho_{15} = 1134 + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot 1134 - 2,52) (25 - 15) = 1139 \text{ кг/м}^3$$

Объем товарной кислоты

$$W_k = 87 \cdot 5,09 \cdot 15,0 (5,09 \cdot 15,0 + 999) / [1139 (1139 - 999)] = 448 \text{ м}^3.$$

В качестве заменителя реакции и стабилизатора окисных соединений железа используем уксусную кислоту, объем которой определим по формуле

$$W_{\text{ук}} = b_{\text{ук}} W_p / c_{\text{ук}} = 3 \cdot 87 / 80 = 3,3 \text{ м}^3, \quad (3.4)$$

где $b_{ук}$ - норма добавки 100 %-ной уксусной кислоты, $b_{ук}=3\%$; $c_{ук}$ - объемная доля товарной уксусной кислоты, равная 80 %.

В качестве ингибитора коррозии выбран реагент В-2, объем которого

$$W_{и} = b_{и} W_p / c_{и} = 0,2 \cdot 87 / 100 = 0,18 \text{ м}^3, \quad (3.5)$$

где $b_{и}$ - выбранная объемная доля реагента в растворе, %; $c_{и}$ - объемная доля товарного продукта (ингибитора).

Количество интенсификатора (принимая Марвелан-К (О))

$$W_{инт} = b_{инт} W_p / 100 = 0,3 \cdot 87 / 100 = 0,261 \text{ м}^3, \quad (3.6)$$

где $b_{инт}$ - норма добавки интенсификатора, принятая равной 0,3 %. Желательно в первую половину раствора добавить 0 5 % - 42 л, во вторую 0,1 % - 9 л.

При использовании технической соляной кислоты в ней может содержаться до 0,4 % серной кислоты. Ее нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого определяют по формуле

$$G_{хб} = 21,3 W_p (a x_p / x_k - 0,02), \quad (3.7)$$

где 21,3 - масса хлористого бария (кг), необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты; $a x_p / x_k$ - объемная доля серной кислоты в приготовленном растворе; а - объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %; 0,02 - допустимая объемная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции ее с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

При плотности хлористого бария 4000 кг/м³ объем его с учетом (3.7) определяют

$$W_{хб} = G_{хб} / 4000 = 21,3 \cdot 87 (0,4 \cdot 15,0 / 27,5 - 0,02) / 4000 = 1,02 \text{ м}^3, \quad (3.8)$$

Объем воды для приготовления кислотного раствора

$$W_B = W_p - W_k - W_{pear} = 87,0 - 44,8 - 3,3 - 0,18 - 0,261 - 1,02 = 34,44 \text{ м}^3 \quad (3.9)$$

3.4 Обработка скважины

В процессе подготовительных работ скважина промыта и заполнена нефтью.

1. Нижний интервал продуктивного пласта изолируют закачкой бланкета – концентрированного раствора хлористого кальция. Трубы опускают до забоя и при небольшой подаче насоса Азинмаш-ЗОО закачивают раствор CaCl_2 плотностью 1200 кг/м³.

Объем закачиваемого бланкета составляет

$$V_{бл} = 0,785 D^2 h' = 0,785 \cdot 0,216^2 \cdot 10 = 0,37 \text{ м}^3, \quad (3.12)$$

Для получения 1 м³ раствора CaCl_2 плотностью 1200 кг/м³ требуется 540 кг CaCl_2 и 0,660 м³ воды. Для изоляции нижнего интервала необходимо $540 \cdot 0,37 = 1998$ кг CaCl_2 и $0,660 \cdot 0,37 = 0,24$ м³ воды. Транспортировка бланкета

осуществляется продавкой нефтью в объеме выкидной линии длиной 20 м с внутренним диаметром $d_B = 0,05$ м и насосно-компрессорных труб длиной 5750 м.

Объем выкидной линии:

$$V_B = 0,785 d_B^2 \cdot 20 = 0,785 \cdot 0,05^2 \cdot 20 = 0,04 \text{ м}^3, \quad (3.13)$$

Объем 1 м НКТ

$$V_{\text{НКТ}} = 0,785 d^2 \cdot 1 = 0,785 \cdot 0,075^2 \cdot 1 = 0,0044156 \text{ м}^3/\text{м}, \quad (3.14)$$

Объем нефти для продавки бланкета

$$V = V_B V_{\text{НКТ}} L = 0,04 + 0,0044156 \cdot 5750 = 25,43 \text{ м}^3, \quad (3.15)$$

2. Трубы приподнимают, устанавливая башмак на глубине 1590 м, размещают и обвязывают оборудование.

3. Закачивают кислотный раствор в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта

$$V'_K = V_B + V_{\text{НКТ}} (L - h') + 0,785 (D^2 - d_1^2) (h - h') = 0,04 + 0,0044156 (5750 - 10) + 0,785 (0,216^2 - 0,075^2) (97 - 10) = 58,82 \text{ м}^3, \quad (3.16)$$

где d_1 - наружный диаметр НКТ.

4. Закрывают задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остальной кислотный раствор

$$V''_K = W_p - V'_K = 87 - 58,82 = 28,18 \text{ м}^3, \quad (3.17)$$

5. Для задавливания кислоты в пласт закачивают нефть (нагрузку V_H) в объеме выкидной линии, насосно-компрессорных труб и ствола скважины от подошвы НКТ до кровли пласта

$$V_H = V'_K = 58,82 \text{ м}^3, \quad (3.18)$$

6. Затем закрывают задвижку на выкидной линии. Буферное давление падает. Продолжительность реагирования кислоты 1,5 - 2 ч.

7. Приток вызывают с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

На первый взгляд, кажется, что скважина должна запуститься самостоятельно. При открытии задвижки на выкидной линии жидкость начнет поступать из пласта, но через некоторое время, после частичной замены нефти в стволе скважины продуктами реакции, приток прекратится.

После освоения скважину исследуют для определения эффективности кислотной обработки, а затем сдают в эксплуатацию.

Для увеличения эффективности кислотного воздействия на породу желательно, чтобы активная кислота проникала на большее расстояние от скважины, радиус обработанной зоны увеличивается с ростом скорости закачки. Кроме того, увеличение подачи насоса при закачке снижает время контакта кислоты с оборудованием и уменьшает коррозию последнего.

Режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточно для продавки раствора в пласт при максимально возможной его подаче. В таблице 2.9.1 приведены характеристики агрегата Азинмаш-30А.

Определим необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости с расходом $q = 6,85$ л/с.

$$p_{ВН} = p_{заб} - p_{ж} + p_{т} = 93,84 - 50,4 + 1,9 = 41,54 \text{ МПа}, \quad (3.19)$$

где $p_{заб}$ - максимальное забойное давление при продавке раствора

$$p_{заб} = p_{пл} + q \cdot 10^{-3} \cdot 86400/K = 82 + 6,85 \cdot 10^{-3} \cdot 86400/50 = 93,84 \text{ МПа}, \quad (3.20)$$

$p_{ж}$ – гидростатическое давление столба продавочной жидкости (нефть с плотностью 900 кг/м^3)

$$p_{ж} = \rho g(L - h) = 900 \cdot 9,81 (5750 - 10) \cdot 10^{-6} = 50,4 \text{ МПа}, \quad (3.21)$$

Таблица 3.4.1– Техническая характеристика агрегата Азинмаш-30А

Скорость	Плунжер с диаметром 100м		Плунжер с диаметром 100м	
	Теоретическая подача насоса, л/с	Давление, МПа	Теоретическая подача насоса, л/с	Давление, МПа
II	2,50	47,6	3,60	33,2
III	4,76	25,0	6,85	17,4
IV	8,48	14,0	12,22	9,7
V	10,81	11,0	15,72	7,6

$p_{т}$ - потери давления на трение

$$p_{т} = v^2 L_p / (2d) = 0,0231 \cdot 1,55^2 \cdot 5750 \cdot 900 \cdot 10^{-6} / (2 \cdot 0,075) = 1,9 \text{ МПа}, \quad (3.22)$$

v – скорость движения жидкости по трубам

$$v = q \cdot 10^{-3} / (0,785 d^2) = 6,85 \cdot 10^{-3} / (0,785 \cdot 0,075^2) = 1,55 \text{ м/с}, \quad (3.23)$$

λ - коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 0,3164 / Re^{0,25} = 0,3164 / 34875^{0,25} = 0,0231, \quad (3.24)$$

Re – число Рейнольдса

$$Re = vdp/\mu = 1,55 \cdot 0,075 \cdot 900 / (3 \cdot 10^{-3}) = 34875, \quad (3.25)$$

μ - динамическая вязкость продавочной нефти, равная $3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$.

Подобные расчеты, проведенные для закачки в скважину жидкости с расходом $8,48$ л/с, показали, что необходимое давление на выкиде насоса должно быть $17,35$ МПа. При работе агрегата на IV скорости такое давление не обеспечивается.

Итак, при закачке кислотного раствора агрегат Азинмаш-30А работает на III скорости при диаметре плунжера 120 мм. При этом давление на выкиде насоса

(17,4 МПа) больше, чем необходимо для продавки в пласт раствора с дебитом 6,85 л/с.

Продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора

$$T = (W_p + V_H) 10^3 / (q \cdot 3600) = (87 + 58,82) 10^3 / (6,85 \cdot 3600) = 5,91 \text{ ч, (3.26)}$$

4. Экономическая часть

4.1 Экономические показатели внедрения мероприятия

В разделе приведён расчёт экономической эффективности от внедрения мероприятия «соляно - кислотная обработка призабойной зоны скважины» на месторождении Королевское в рамках определения доходной части, прямых затрат на эксплуатационные расходы и капитальных вложений на данное мероприятие и по предприятию в целом, а также налогов и отчислений в специальные и другие фонды подлежащих вычету.

Объём финансирования капитальных вложений и эксплуатационных расходов на мероприятие будет осуществляться ТШО.

Капитальные затраты включают в себя:

- Закупка химических реагентов, оборудования;
- Транспортные, ремонтные услуги, и другие затраты, имеющие отношение к данному мероприятию;

Потребность в капитальных вложениях обусловлена увеличением нефтяной проницаемости.

4.2 Затраты на операционные и текущие расходы

Затраты на операционные и текущие расходы определялись в соответствии с основными эксплуатационными показателями.

В прямых затратах, подлежащих вычету при налогообложении, учтены затраты на: материалы, используемые при проведение соляно-кислотной обработки, затраты на внедрение, транспорт материалов, оборудования, используемых при эксплуатации, снабжение ими, покупку электроэнергии, расходы на оплату труда работников, ремонт и профилактику основных средств, затраты на обучение персонала и социальную сферу, амортизацию основных средств, стоимость платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (в соответствии с лимитами выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и нормативов платы за них) и прочие затраты.

4.3 Налоги и отчисления

Расчёт налогов и отчислений производился в соответствии с системой налогообложения в Республике Казахстан.

В соответствии с Соглашением между ТШО и Республикой Казахстан, РК выплачиваются следующие налоги: роялти, подоходные налоги, налог на проценты, налог на доход, прочие налоги. В добавлении к ним Республика

Казахстан получит 100% денежного потока средств после окончания срока Соглашения от СП.

Ставка роялти принята равной 18%. Ставка поднимается до 25% при условии, когда накопленная норма прибыли компании Шеврон-Тексако достигает 17%.

Ставка налога на доход принята в размере 30% при распределении дохода партнеров ТШО.

Ставка подоходного налога - 15%. Налог на ссудный процент - 20%.

Кроме этого в расчетах учтены отчисления в социальные фонды РК в размере 21% от фонда зарплаты национальных кадров ТШО.

Базовая ставка налога на имущество равна 8 миллионам долларов на 2015 год с последующим ростом при введении в эксплуатацию фондов.

Экономические показатели были рассчитаны на основе долговременных продаж газа на региональном рынке Кульсары.

Трубопровод КТК (Каспийский трубопроводный консорциум) является основным магистральным транспортом для перекачки нефти, что позволило определить долговременный прогноз тарифов трубопровода КТК.

4.4 Расчёт фонда оплаты труда

Организация оплаты труда осуществляется в соответствии с законом «О труде».

Расчёт фонда заработной платы производят по месячным тарифным ставкам, также включая тарифный коэффициент, районный коэффициент, территориальный коэффициент, коэффициент дополнительной заработной платы и учитывая численность промышленного производственного персонала.

Его величину определяют по формуле (4.1):

$$\text{ФЗП} = \text{Зпл.мин.} \cdot \text{Ктар.} \cdot \text{Крайон.} \cdot \text{Ктер.} \cdot \text{Кдоп.з.пл.} \cdot \text{Чппп} \cdot 12, \quad (4.1)$$

где Зпл.мин. - минимальная заработная плата, в соответствии с установленным Бюджетом РК;

Ктариф.- тарифный коэффициент;

Крайон.- районный коэффициент;

Ктер.- территориальный коэффициент;

Кдоп.з.пл.- коэффициент дополнительной заработной платы;

Чппп - численность промышленного производственного персонала, чел.

12 - месяцы

ФЗП до внедрения:

$$\text{ФЗП}_{2016г.} = 4750 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 14689,4 \text{ тыс. дол.}$$

ФЗП после внедрения:

$$\PhiЗП_{2017г.} = 5000 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 15462,5 \text{ тыс.дол.}$$

$$\PhiЗП_{2018г.} = 5950 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 18400,4 \text{ тыс.дол.}$$

$$\PhiЗП_{2019г.} = 6250 \cdot 5,95 \cdot 1,1 \cdot 1,14 \cdot 1,75 \cdot 3000 \cdot 12 = 19328,2 \text{ тыс.дол.}$$

В соответствии с налоговым Кодексом РК, производятся отчисления в социальный фонд в размере 21%.

Таким образом, фонд заработной платы в сумме с отчислениями составит фонд оплаты труда.

ФОТ до внедрения:

$$\text{ФОТ}_{2016г.} = 14689,4 \cdot 0,21 + 14689,4 = 17774,2 \text{ тыс.дол.}$$

ФОТ после внедрения мероприятия:

$$\text{ФОТ}_{2017г.} = 15462,5 \cdot 0,21 + 15462,5 = 18709,7 \text{ тыс.дол.}$$

$$\text{ФОТ}_{2018г.} = 18400,4 \cdot 0,21 + 18400,4 = 22264,5 \text{ тыс.дол.}$$

$$\text{ФОТ}_{2019г.} = 19328,2 \cdot 0,21 + 19328,2 = 23387,1 \text{ тыс.дол.}$$

4.5 Расчёт энергетических затрат

Изменение энергетических затрат на непосредственный сбор и подготовку нефти определяется в зависимости от того, насколько меняется установленная мощность и годовой расход энергии в результате внедрения мероприятия.

Для определения затрат на электроэнергию используем метод расчёта по формуле (4.2):

$$З_{эл.эн.} = K_{общ.} \cdot Ц_{эл.эн.}, \quad (4.2)$$

где $K_{общ.}$ - общее количество потреблённой электроэнергии, тыс.КВт./час

$Ц_{эл.эн.}$ - цена электроэнергии за КВт./час., дол.

До внедрения мероприятия затраты на электроэнергию составят:

$$З_{эл.эн. 2016 г.} = 453103 \cdot 50 = 22655,1 \text{ тыс.дол.}$$

После внедрения:

$$З_{эл.эн. 2017-2022 г. г.} = 535477 \cdot 50 = 26773,8 \text{ тыс.дол.}$$

Затраты на вспомогательные материалы

При внедрении нового технологического оборудования необходимо учесть затраты на вспомогательные материалы. Для этого учитываются вложения на приобретение ингибиторов, различных щелочных металлов, что приводит к улучшенному составу нефти в конечном итоге.

Расчёт затрат на вспомогательные материалы производится по формуле (4.4):

$$З_{всп.мат.} = K_{общ.} \cdot Ц_{всп.мат.}, \quad (4.3)$$

где $K_{общ.}$ - общее количество вспомогательного материала, т.

$Ц_{всп.мат.}$ - стоимость одной тонны вспомогательного материала, дол.

Затраты на вспомогательные материалы до внедрения мероприятия:

$$З_{\text{всп.мат.2016г.}} = 70000 \cdot 20 = 1400 \text{ тыс.дол.}$$

Затраты на вспомогательные материалы после внедрения мероприятия:

$$З_{\text{всп.мат.2017-2019г.г.}} = 100000 \cdot 20 = 2000 \text{ тыс.дол.}$$

4.6 Затраты на текущий ремонт

Затраты на текущий ремонт определяются по формуле (4.4):

$$З_{\text{рем.}} = K_{\text{вл.}} \cdot 2\%, \quad (4.4)$$

где $K_{\text{вл.}}$ - капитальные вложения.

До внедрения затраты на текущий ремонт составили:

$$З_{\text{рем.2016г.}} = 235367 \cdot 0,02 = 4707 \text{ тыс.дол.}$$

После внедрения затраты на текущий ремонт составят:

$$З_{\text{рем.2016г.}} = 235592 \cdot 0,02 = 4712 \text{ тыс.дол.}$$

4.7 Прочие затраты

К прочим затратам относятся расходы на содержание и обслуживание технических средств управления, не относящиеся к производству, оплата услуг банка, расходы на командировки, тарифы, пени, неустойки, проведение обучения для персонала.

Прочие затраты составляют 15% от фонда оплаты труда и определяются по формуле (5.6):

$$З_{\text{пр.}} = \text{ФОТ} \cdot 15\%, \quad (4.5)$$

До внедрения мероприятия прочие затраты составили:

$$З_{\text{пр.2016 г.}} = 17774,2 \cdot 0,15 = 2666,1 \text{ тыс.дол.}$$

После внедрения прочие затраты составят:

$$З_{\text{пр.2017 г.}} = 18709,7 \cdot 0,15 = 2806,5 \text{ тыс.дол.}$$

$$З_{\text{пр.2018 г.}} = 22264,5 \cdot 0,15 = 3339,7 \text{ тыс.дол.}$$

$$З_{\text{пр.2019 г.}} = 23387,1 \cdot 0,15 = 3508,1 \text{ тыс.дол.}$$

Таким образом, общие годовые производственные затраты по статьям составят:

До внедрения:

$$\Sigma З_{2016 \text{ г.}} = 57839,5 \text{ тыс.дол.}$$

После внедрения:

$$\Sigma З_{2017 \text{ г.}} = 63658,1 \text{ тыс.дол.}$$

$$\Sigma З_{2018 \text{ г.}} = 67746,1 \text{ тыс.дол.}$$

$$\Sigma З_{2019 \text{ г.}} = 69037,1 \text{ тыс.дол.}$$

Себестоимость 1 тонны нефти определяется по формуле (4.6):

$$C = \Sigma З / Q_{\text{доб}}, \quad (4.6)$$

где $Q_{\text{доб}}$ - объём добычи за год.

Себестоимость до внедрения:

$$C_1 = 57839500 / 12494068 = 4,6 \text{ дол.}$$

Себестоимость после внедрения:

$$C_2 = 63658100 / 14458734 = 4,4 \text{ дол.}$$

Годовой экономический эффект от снижения себестоимости рассчитаем по формуле (4.7):

$$\Xi = (C_1 - C_2) \cdot Q_{\text{доб}}$$

4.8 Определение экономической эффективности обработки

призабойной зоны скважины соляной кислотой

Нефтяная увеличение проницаемости призабойной зоны применяют соляно-кислотную обработку скважины.

Соляно - кислотная обработка основана на способности соляной кислоты вступать в химическое воздействие с карбонатными породами и растворять их. В результате обработки соляной кислотой в нефтеносной породе расширяются и углубляются ранее имеющиеся трещины и каналы, что способствует лучшему притоку нефти.

Кислотный раствор закачивают в НКТ одним насосным агрегатом при давлении до 6-8 МПа и открытым затрубным пространством.

В момент подхода кислотного раствора к башмаку НКТ затрубное пространство перекрывают и без остановки продолжают закачку кислотного раствора в пласт и продавочной жидкости.

Принимают 0,4 - 0,5 м³ 8 - 15 %-го раствора соляной кислоты из расчета на 1 м. эффективной толщины пласта. При повторных обработках объем раствора увеличивают на 20 - 50 %.

После задавки кислоты в пласт немедленно приступают к освоению скважины, чтобы предотвратить возможные выпадения осадков, поскольку кислота нейтрализуется быстро (до 1-2 часа).

По НГДУ «Тенгизнефть» за 2019 год произведено 60 обработок, за счет чего дополнительно добыто 7500 тонн нефти.

Дебит нефти до внедрения мероприятия составил 402 т/сут.

Годовой объем добычи нефти определяем по формуле:

$$Q_1 = g_1 \cdot T_3 \cdot K_3, \quad (4.8)$$

где - g_1 - дебит нефти до внедрения, т/сут;

T_3 - время эксплуатации, сут;

K_3 - коэффициент эксплуатации;

$$Q_2 = 402 \cdot 365 \cdot 0,895 = 131 \text{ тыс.т.}$$

Дебит нефти после внедрения мероприятий составляет 503 т/сут.

Тогда добыча нефти после проведения мероприятий будет:

$$Q_2 = 503 \cdot 365 \cdot 0,895 = 164 \text{ тыс.т.}$$

Объем дополнительной добычи нефти определяем по формуле:

$$Q_{\text{доп}} = Q_2 - Q_1 = 164 - 131 = 33 \text{ тыс.т.}$$

Годовой экономический эффект вычисляем по формуле:

$$\mathcal{E}_r = C_1 \cdot Q_1 \cdot n + H_A Q_n - C_2 Q_2 n - E_K AK$$

где, C_1 , C_2 - себестоимость единицы продукции до и после внедрения новой техники (т.)

Q_1 , Q_2 - добыча нефти до и после внедрения (тыс.т.)

Q_n - годовая добыча нефти за счет применения обработки (тыс.т.)

H - замыкающие затраты на 1 т. добычи нефти (т.)

E_K - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений 0,15

AK - дополнительные капиталовложения (тенге)

n - количество обработок

$$\mathcal{E}_r = 2,7390 \cdot 131 \cdot 60 + 10000 \cdot 33 - 2,1878 \cdot 164 \cdot 60 - 0,15 \cdot 12000 = 331800,588$$

Таблица 4.8.1 Техничко-экономические показатели

Наименования	До внедрения	После внедрения
Объем внедрения, скв/операц.	60	60
Добыча нефти, тыс.т.	131	164
Дополнительная добыча, тыс.т.	-	33
Эксплуатационные затраты на 1 т. добываемой нефти, тенге	2,74	2,19
Капиталовложение, тыс. тенге	-	12
Годовой экономический эффект, тенге	-	331800,588

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Королевское месторождение расположено в Атырауской области в 90 км от города Кульсары. Месторождение представлено двумя объектами разработки. Первый стратиграфический объект включает отложения башкирско–серпуховско-окского возраста, второй - отложения нижневизейско–турнейского возраста. Эффективная нефтенасыщенная мощность составляет 652 метра. Пластовое давление составляет 77-80 МПа, температура пласта 109 °С. На данном месторождении коллектор представлен сложным пустотным пространством, где пористость в первом объекте варьируется от 3,74 до 5,9%, а во II стратиграфическом объекте средняя пористость изменяется от 3.8 до 4.1%. Коэффициент проницаемости изменяется от 0,024 до 0,059 мкм². Нефть представлена легкая с плотностью 625 кг/м³ с вязкостью 2,02 мПа*с. По товарной характеристике нефть сернистая (массовое содержание серы 0.72%), малосмолистая (1.21%), парафиновая (4.60%). Объемный выход светлых фракций при разгонке до 300°С - 68%.

На Королевском месторождении проводились гидродинамические исследования. Можно сделать заключение на основе КВД, что наш коллектор в зоне крыла имеет высокую проницаемость, быстрое восстановление давления, система имеет превосходную сообщаемость по вертикали и горизонтали. В результате этого мы считаем, что стимуляционная деятельность должна сфокусироваться на удалении повреждений. В платформенной зоне в качестве стимуляции необходима кислотная обработка, так как по результатам КВД зона имеет низкую и среднюю проницаемость, медленное восстановление давления в течение длительного закрытого периода, ограниченный эффективный радиус влияния скважины и высокий скин-фактор после заканчивания скважины. Особенностью проведения гидродинамических исследований скважин на месторождении Королевское на нестационарных режимах является остановка скважин на снятие КВД на 2 недели для скважин платформы и на 1 неделю для скважин крыла. При этом фактическое время на снятие КВД колебалось от 9 до 180 часов. Также, на Королевском месторождении были проведены PLT тесты в 38 скважинах. При интерпретации полученных данных можно сделать вывод, что наиболее высоким коэффициентом охвата выработки характеризуются скважины: Т-105, Т-123, Т-124, Т-21, Т-220, которые расположены на платформе и разрабатывают первый объект. Скважины, расположенные на платформе и борте, характеризуются более высокими средними значениями (Кохв - 0.42 и 0.26) по сравнению со скважинами, расположенными на склоне.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Тенгиз. Отчёт Д. ОК 24921, ОАО Гипровостокнефть. Руководители: Пономарёв А.Г., Немков А.С., Ковалёва Г.А., Самара, 2002 , 347с.
2. Анализ текущего состояния разработки месторождения Тенгиз. Отчёт 27521, ТОО Каспиан Энерджи Ресердч. Руководитель Шаукенова Д.Е., Атырау, 2005, 269 с.
3. Проект опытно-промышленной разработки месторождения Тенгиз. Отчёт СП 6/97, НИПИМунайгаз. Руководитель Кушера Л.Е., Актау, 1999, 187 с.
4. Программа работ на месторождении Тенгиз, скорректированная с учётом оценки и подготовки запасов нефти в девонских отложениях объект 3) для представления в ГКЗ РК «Девонская программа», ТОО ТенгизШеврОйл, Атырау, 2002, 18 с.
5. Зайцев В.М., Андреев А.Ф., Панов Г.Е. Анализ и прогнозирование показателей разработки нефтяной залежи. Методическое пособие по дипломному проектированию. – М.: МИНГ, 1987.
6. Исследование процессов фильтрации пластовых флюидов месторождения Тенгиз на базе компьютерного моделирования в рамках выполнения работы «Анализ текущего состояния разработки месторождения Тенгиз. Отчёт 0/03/03, ОАО Гипровостокнефть. Руководители: Немков А.С., Ковалёва Г.А., Сазонов Б.Ф., Самара, 2003
7. Г.С.Степанова, И.Ю.Зайцев Разработка сероводородсодержащих месторождений углеводородов. Москва, Недра. 1986
8. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1985
9. Единые правила охраны недр при разработке месторождений полезных ископаемых в Республике Казахстан. Кокшетау, 1999