

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И. САТПАЕВА

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

УДК 553.98(075.8).

На правах рукописи

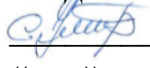
Сейтмаганбетов Сабит Сагынович

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Название диссертации Одновременно раздельная эксплуатация
нескольких эксплуатационных объектов на
месторождений Каламкас

Направление подготовки 6М070600 – «Геология и разведка
месторождения полезных ископаемых»

Научный руководитель,
канд. техн. наук
 С.К. Умиршин
«__» _____ 2020 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
«Геологии нефти и газа»
Доктор PhD, профессор
«__» _____ 2020г.
_____ Т.А. Енсеппбаев

Рецензент,
канд. геол. минер. наук.
 Б.А. Ескожа
«__» _____ 2020г.

Нормоконтроль,
Преподаватель
 М.Е. Санатбеков
«__» _____ 2020г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова
(наименование института)
Кафедра Геология нефти и газа
(наименование кафедры)

Специальность 6М070600 – «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»
Шифр и наименование специальности

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
«Геологии нефти и газа»
(наименование кафедры)
Доктор PhD, профессор
(ученая степень, звание)
_____ Т.А. Енсеппаев
Подпись _____ Ф.И.О.
“ _____ ” _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение магистерской диссертации

Магистранту _____ Сейтмаганбетов Сабит Сагындович
(Ф.И.О. обучающегося)

Тема: ОДНОВРЕМЕННО РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕСКОЛЬКИХ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАЛАМКАС
(тема магистерской диссертации)

Утверждена приказом Ректора Университета №1193-м от "29" 10 2018 г.
Срок сдачи законченной диссертации "02" июля 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: Оценка расширения
технологии одновременно-раздельной закачки на месторождении Каламкас

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) Анализ результатов проектных и фактических решений по разработке
много пластовых объектов
- б) Исследование и разработка технических решений по регулированию
процесса разработки двух и более пластов одной скважиной
- в) Результаты практического внедрения и экономическое обоснование
технологии ОРЭ

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных
чертежей):

Рекомендуемая основная литература:

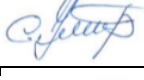
1. Пересчет начальных запасов нефти, газа и попутных компонентов юрской продуктивной толщи месторождения Каламкас по состоянию изученности на 01.01.2006 г.». ТОО «Научно-производственный центр», ТЭО КИН, АО «КазНИПИМунайгаз, г. Актау, 2007 г.
2. Пересчет запасов свободного газа нижнемеловых отложений месторождения Каламкас по состоянию изученности на 01.01.2010 г.». ТОО «Научно-производственный центр».
3. Тарифов, К. М. Одновременно-раздельная эксплуатация пластов в ОАО «Татнефть» [Текст] / К. М. Тарифов, Н. Г. Ибрагимов, А. Х. Кадыров, Р. Г. Заббаров, В. Г. Фадеев. - М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2011.
4. Информационный отчет о результатах опытно-промышленных работ по испытанию полимерных растворов на опытных участках месторождения Каламкас,» АО «КазНИПИМунайгаз, г. Актау, 2017 г.
5. Оценка расширения технологии одновременно-раздельной закачки на месторождении Каламкас, АО«КазНИПИМунайгаз, г.Актау, 2018г.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Введение	09.09.2019	
Глава 1 Анализ результатов проектных и фактических решений по разработке много пластовых объектов	01.11.2019	
Глава 2 Исследование и разработка технических решений по регулированию процесса разработки двух и более пластов одной скважиной	25.12.2019	
Глава 3 Результаты практического внедрения и экономическое обоснование технологии ОРЭ	06.02.2020	
Заключение	30.04.2020	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Введение	Умиршин С.К.	27.06.20	
Глава 1 Анализ результатов проектных и фактических решений по разработке много пластовых объектов	Умиршин С.К.	27.06.20	
Глава 2 Исследование и разработка технических решений по регулированию процесса разработки двух и более пластов одной скважиной	Умиршин С.К.	27.06.20	
Глава 3 Результаты практического внедрения и экономическое обоснование технологии ОРЭ	Умиршин С.К.	27.06.20	
Заключение	Умиршин С.К.	27.06.20	
Нормоконтролер	Санатбеков М.Е.	29.06.20	

Научный руководитель


(подпись)

Умиршин С.К.
(Ф.И.О)

Задание принял к исполнению обучающийся


(подпись)

Сейтмаганбетов С.С.
(Ф.И.О)

Дата

«29» июня 2020 г.

АННОТАЦИЯ

Целью работы является закачка технологической жидкости одной скважиной отдельно в разные пласты при разном давлении в соответствии с коллекторскими свойствами каждого пласта с целью более равномерной выработки пластов на месторождении Каламкас. Для решения данного вопроса в работе были исследованы и освещены следующие вопросы: Анализ результатов внедрения проектных решений по разработке многопластовых объектов с применением технологии одновременно-раздельной добычи, применение технических средств для регулирования процесса разработки двух и более пластов одной скважиной, для повышения коэффициента нефтеотдачи проведение опытно- промышленных работ для внедрения ОРЭ.

АНДАТПА

Жұмыстың мақсаты Қаламқас кен орнында қабаттарды біркелкі өндіру мақсатында әр қабаттың коллекторлық қасиеттеріне сәйкес әртүрлі қысым кезінде технологиялық сұйықтықты бір ұңғымамен бөлек әр түрлі қабаттарға айдау болып табылады. Осы мәселені шешу үшін жұмыста келесі мәселелер зерттелді және жарықтандырылды: бір мезгілде-бөлек өндіру технологиясын қолдана отырып, көп қабатты объектілерді әзірлеу бойынша жобалық шешімдерді енгізу нәтижелерін талдау, бір ұңғымамен екі және одан да көп қабатты әзірлеу процесін реттеу үшін техникалық құралдарды қолдану, мұнай беру коэффициентін арттыру үшін ББП енгізу үшін тәжірибелік-өнеркәсіптік жұмыстарды жүргізу

ANNOTATION

The purpose of this work is to pump process fluid from one well separately into different formations at different pressures in accordance with the reservoir properties of each formation in order to produce layers more evenly at the Kalamkas field. To solve this issue, the following issues were studied and highlighted: Analysis of the results of implementing design solutions for the development of multi-layer objects using the technology of simultaneous-separate production, the use of technical means to regulate the process of developing two or more layers with one well, to increase the oil recovery coefficient, conducting pilot works for the implementation of SSO.

Реферат

Ключевые слова: одновременно-раздельная эксплуатация, многопластовое месторождение, эффективность разработки, коэффициент извлечения нефти, двухтрубное оборудование, пакерная конструкция

Объектом исследования является нефтяное месторождение Каламкас, расположенное в Мангистауской области Республики Казахстан.

Цель работы- закачка технологической жидкости одной скважиной отдельно в разные пласты при разном давлении в соответствии с коллекторскими свойствами каждого пласта с целью более равномерной выработки пластов на месторождении Каламкас.

Основным направлением магистерской работы являлось применение исторических и практических знаний о технологии ОРЭ с целью её реализации на месторождении. Главной целью, поставленной перед рассматриваемой технологией, является увеличение эффективности выработки запасов пластов с разными значениями проницаемости, и попытка оптимизации параметров разработки с возможностью получить единое положение фронта вытеснения по всем пластам.

Область применения многопластовое месторождение с разными проницаемостями и мощностями продуктивных интервалов, на котором стоит вопрос об актуальности внедрения одновременно-раздельной эксплуатации. Экономическая эффективность (значимость) работы заключается в изучении влияния внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации с целью увеличения выработки запасов многопластовых залежей путём установления контроля над разработкой отдельных пластов.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа изложена на 87 страницах машинописного текста и состоит из введения, трех разделов, заключения и списка использованной литературы из 15 наименований. Работа включает 15 таблиц и 19 рисунков.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	9
1	Анализ результатов проектных и фактических решений по разработке много пластовых объектов	12
1.1	Характеристика геологического строения месторождений Каламкас	12
1.2	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности	18
1.3	Физико-гидродинамические характеристики	24
1.4	Практические и теоретические основы технологии одновременно- раздельной эксплуатации	28
1.5	Условия применения одновременно - раздельной эксплуатации	31
	Выводы	33
2	Исследование и разработка технических решений по регулированию процесса разработки двух и более пластов одной скважиной	35
2.1	Геологическое строение и показатели разработки участка	35
2.2	Анализ эффективности реализуемой системы разработки	38
2.3	Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого- физическим характеристикам пластов	43
2.4	Техника и технология ОРЭ	46
2.4.1	Цели и задачи технологии ОРЭ	46
2.4.2	Преимущества применения технологии ОРЭ	49
2.4.3	Особенности применения оборудования при ОРЭ	50
2.4.4	Обоснование применения технологической схемы ОРЭ	55
	Выводы	58
3	Результаты практического внедрения и экономическое обоснование технологии ОРЭ	59
3.1	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	59
3.2	Анализ опытных участков ОРЭ	60
3.3	Анализ эффективности участка нагнетательной скважины 3070Д	65
3.4	Оценка и расчет фактической технологической эффективности участка 3070Д	76
	Выводы	78
	Заключение	85
	Перечень принятых сокращений	87
	Список использованной литературы	88

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследований. Нефтегазодобывающая отрасль Республики Казахстан переживает активный период своего развития. Однако проблемы невосполнимости ресурсов нефтегазодобывающей отрасли требует широкого и интенсивного поиска способов их успешного преодоления.

Мировая общественность ведет активный поиск альтернативных способов решений этой проблемы, и в этих условиях ответственность в необходимости успешного решения проблем в нефтегазовой отрасли многократно возрастает.

Одной из важнейших задач современного этапа развития нефтегазодобывающего комплекса Казахстана является повышение эффективности разработки месторождений нефти и газа. Как показала практика разработки нефтяных месторождений, на характер обводнения добываемой продукции оказывают влияние множество факторов. Укажем лишь на наличие в продуктивном коллекторе зон с различной проницаемостью, несходство вязкости пластовых жидкостей, а также применяемую систему размещения скважин, режимы их эксплуатации. С прорывом воды дебиты скважин по нефти неуклонно падают, а обводненность их продукции растет.

Одним из основных факторов, определяющих техническое решение вопроса о раздельном воздействии на пласты продуктивного горизонта, является расстояние между пластами, которые подлежат разобщению. Важным моментом при этом является установление возможных сочетаний пластов, объединяемых в пачки. Из опыта эксплуатации нагнетательных и нефтяных скважин известно, что при расстоянии между пластами менее 3 м точная установка пакера представляет трудности.

Весьма важным фактором при разработке и внедрении методов раздельного воздействия на пласты является надежная герметизация разобщаемых пластов.

Технико-экономическая целесообразность перевода скважин на одновременный раздельный отбор из нескольких горизонтов определяется следующими условиями:

- 1) Продуктивные горизонты должны отличаться по пластовому давлению, коллекторским свойствам и свойствам нефтей;
- 2) Срок эксплуатации всех продуктивных горизонтов продолжительный;
- 3) Нефтеносные пласты должны быть сложены из устойчивых пород;
- 4) Расстояние между продуктивными пластами должно быть таким, чтобы можно было создать цементное кольцо, надежно предотвращающее перетоки жидкости при максимально возможных перепадах пластовых давлений в течение всего времени эксплуатации скважины.

Наиболее полно этим требованиям отвечает месторождение «Каламкас» Мангистауской области Республики Казахстан.

Цель работы- закачка технологической жидкости одной скважиной отдельно в разные пласты при разном давлении в соответствии с коллекторскими свойствами каждого пласта с целью более равномерной выработки пластов на месторождении Каламкас.

Задачи исследования:

- Выделение эксплуатационных участков для применения технологии ОРЭ;
- Для успешного применения технологии ОРЭ организовать применение видов оборудования и инструмента, разработать технологию монтажа, эксплуатации и исследования оборудования скважин ОРЭ;
- Рассмотреть преимущества технологии ОРЭ;
- Обосновать расчетные варианты разработки и их исходные характеристики;
- Провести опытно- промышленные работы для внедрения ОРЭ в рассматриваемых горизонтах для достижения эффективности применения.

Научная новизна. Эффективность внедрения способа одновременно-раздельной эксплуатации при разработке меловых и юрских отложениях терригенной юрской толщи гранулярных коллекторов порового типа Каламкасского месторождения.

Теоретической и методологической основой исследования послужили труды отечественных и зарубежных ученых по проблемам одновременно-раздельной эксплуатации при разработке меловых и юрских отложениях, а также законодательных и нормативных отчетов научных организации и фактических геолого- промысловых данных по месторождению.

Практическая база написания магистерской диссертации

Применяемое оборудование обеспечивает эксплуатацию нижнего низкопродуктивного пласта штанговым насосом на месторождении Каламкас;

Ускоренное продвижение фронта вытеснения нефти водой по высокопроницаемым пластам приводит к прорывам воды к забоям добывающих скважин и, как следствие, возрастают объем попутно добываемой воды и затраты на ее нагнетание.

Обоснование необходимости выполнения магистерской диссертации.

Рассматриваемое месторождение «Каламкас» является многопластовым и имеет разницу в свойствах продуктивного интервала. В связи с этим разработка может вестись несколькими способами: 1) Каждый пласт разрабатывается индивидуальной сеткой скважин; 2) Последовательная разработка пластов; 3) Применения ОРЭ технологии путем раздельной разработки эксплуатируемых пластов одной сеткой в один период времени.

Следует отметить, что при одновременной эксплуатации объектов разработки месторождения невозможно сдерживать приток флюида, вместе с тем, не удастся определить его объем из каждого пласта. Таким образом, возникает ряд проблем, связанных с максимально эффективной добычей углеводородов из многопластовых залежей:

1) При закачке воды через нагнетательные скважины воды в пласт, то она будет проходить так, что будет вытеснять нефть из более проницаемых пропластков. Нефть, которая находится в зоне с наихудшими коллекторскими свойствами, остается не вытесненной.

2) С целью добычи невыработанных запасов, используются методы увеличения нефтеотдачи и зарезка боковых стволов из скважин, что несёт в себе значительные экономические затраты.

В связи с вышеизложенным необходимо применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации и добычи.

Таким образом, на скважинах проводится ряд мероприятий, связанный с применением специальным устьевым оборудованием для ОРЭ, пакерной конструкции, которое позволяет контролировать приток пластового флюида из каждого продуктивного интервала, вести их непрерывный мониторинг, а также способствует выравниванию фронта вытеснения путём регулирования закачки и добычи на каждой скважине.

1 Анализ результатов проектных и фактических решений по разработке многопластовых объектов

1.1 Характеристика геологического строения месторождений Каламкас

Стратиграфия

На месторождении Каламкас вскрытый бурением разрез представлен осадочными отложениями триасового, юрского, мелового и четвертичного возрастов. Максимальная толщина вскрытых отложений 4002 м (скважина П-1).

Триасовая система представлена нижним и средним отделами.

Отложения нижнего триаса представлены неравномерно переслаивающимися аргиллитами и песчано-алевролитовыми породами. Песчаники чаще всего наблюдаются в виде маломощных прослоев и пластов толщиной 2-4 м. Породы нижнего триаса пестроцветные, преимущественно красноцветные, преобладают коричневые окраски различных тонов, с красными, фиолетовыми и серыми оттенками.

Отложения среднего триаса представлены неравномерно переслаивающимися песчано-алевритовыми и глинистыми породами. Отмечаются редкие прослои известняков и туфогенных пород. Преобладающая окраска пород серая и светло-серая нередко с зеленоватым оттенком.

Юрские отложения залегают на размытой поверхности триасовых отложений с угловым и стратиграфическим несогласием и представлены нижним, средним и верхним отделами. Толщина юрских пород изменяется в значительных пределах, от 270 до 460 м, что объясняется как размывом юрских осадков, так и тектоническими дислокациями горных пород, которые являлись решающими в формировании Каламкаской структуры.

В разрезе юрской толщи выделено двенадцать продуктивных горизонтов, из них пять (Ю-5С, Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С, Ю-1С) имеют ограниченное распространение на крыльях и периклиналях структуры, и семь (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII) имеют распространение в своде структуры.

Нижнеюрские породы имеют ограниченное распространение и фиксируются в эрозионных впадинах триаса, на месторождении Каламкас выделяются условно в скважине 82 интервалы 1155-1162 м, 1162-1170 м. Литологически отложения представлены алевролитами мелкозернистыми с включениями углефицированных растительных остатков.

Средний отдел включает в себя ааленский, байосский и батский ярусы.

Отложения средней юры в литологическом отношении представлены неравномерным чередованием глин и песчано-алевролитовых пород, причем песчано-алевролитовые породы наблюдаются в верхней части разреза. Характерной особенностью среднеюрских отложений является обильное присутствие растительной органики. Для пород этого отдела характерны

серые, светло-серые и зеленовато-серые оттенки. К среднему отделу приурочены продуктивные горизонты с Ю-4С по Ю-VII.

Отложения верхней юры имеют ограниченное распространение и присутствуют в наиболее погруженных северо-западной и западной частях структуры и относятся к кимеридж-титонскому ярусу. К этим отложениям приурочен продуктивный горизонт Ю-5С, залегающий с размывом на подстилающих породах горизонта Ю-4С. По литологической характеристике эти отложения делятся на две части: нижнюю - терригенную и верхнюю - карбонатную. Верхнеюрские отложения представлены алевролитами, глинами, известняками и доломитами.

Завершается разрез юрской толщи горизонтом Ю, толщиной 10-15 м, который трансгрессивно залегает на подстилающих отложениях и представлен песчано-алевролитистыми породами. Породы этого горизонта являются базальными для нового нижнемелового седиментационного цикла осадконакопления.

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами.

Нижнемеловой отдел представлен берриас-валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами. К нижнему отделу приурочены шесть газоносных пластов (А, Б, В, Г, Д, Е) в отложениях неокома и два газоносных пласта в аптских отложениях (K1ap1 и K1ap2).

Нижнемеловые отложения со стратиграфическим несогласием и размывом залегают на породах юры и представлены берриас-валанжинским, готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами. Эти образования сложены терригенными отложениями: песчаниками, глинами, алевролитами и мергелями, встречаются редкие прослои известняков.

Верхнемеловые отложения представлены породами сеноманского и туронского ярусов. Разрез представлен глинами с прослоями песчано-алевролитовых и глинисто-карбонатных пород.

Палеоген-неогеновые отложения в разрезе отсутствуют в результате размыва.

Четвертичные отложения представлены современными солончаковыми образованиями.

Тектоника

Каламкасская антиклинальная складка в тектоническом отношении приурочена к северной части Северо-Бузачинского свода, расположенного на северо-западном окончании Туранской плиты.

Месторождение Каламкас в тектоническом отношении является сложно построенной структурой. История тектонического развития юрской толщи имеет сложный многоэтапный характер. Многочисленные конседиментационные и постседиментационные тектонические процессы влияли на формирование коллекторов нефти и газа. Основная тектоническая активность происходила при формировании юрских стратиграфических горизонтов, которая выражается в образовании палеорусел, зон частичного, полного стратиграфического выклинивания и т.д.

Каламкасское поднятие по кровле Ю-I горизонта представляет собой крупную антиклинальную складку, вытянутую в широтном направлении с размерами $26,7 \times 5,5$ км, амплитудой порядка 180 метров. Углы падения пород на северном крыле структуры изменяются от $3-4^\circ$, достигая $12-15^\circ$, на южном- $1-2^\circ$.

Сопоставление структурных карт по различным поверхностям свидетельствуют о плановом соответствии мела, юры и вероятно триаса. При этом наблюдается увеличение крутизны и контрастности складки от молодых к древним отложениям. Амплитуда ее возрастает от 60 м по подошве турона до 240 м по подошве юры при сохранении местоположения свода.

Структура осложнена двадцатью одним тектоническим нарушением (F1, F2, F2a, F2b, F3, F3a, F3b, F3c, F3d, F4, F4a, F4b, F5, F5a, F6, F7, F7a, F7b, F8, F9a, F9), наличие которых обосновывается результатами сейсмических работ и данными опробования. Тектонические нарушения являются границами девятнадцати тектонических блоков (I, Ia, Ib, Ic, IIa, IIb, IIc, IId, IIIa, IIIb, IIIc, IIId, IVa, IVb, IVc, V, VIa, VIb, VII), где наибольшее количество нарушений приходится на периклинальные части структуры. Выявленные тектонические нарушения имеют различную ориентировку и пронизывают всю юрскую толщу, причем их амплитуда постепенно уменьшается к кровельной части комплекса.

Строение юрских продуктивных горизонтов на современном этапе изученности иллюстрируется геологическими профилями и структурными картами по всем установленным горизонтам.

Нефтегазоносность

На месторождении Каламкас продуктивными являются отложения мела и юры. Промышленная газоносность месторождения связана с нижнемеловыми отложениями, где установлено восемь газовых залежей, из них: шесть газоносных пластов, приурочены к неокому (А, Б, В, Г, Д, Е) и два газоносных пласта в аптских отложениях (K1a1 и K1a2).

Меловая и юрская продуктивные толщи отделяются друг от друга глинистым разделом толщиной 25-30 м.

В разрезе юрской толщи выделено двенадцать продуктивных горизонтов, из них пять (Ю-5С, Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С, Ю-1С) имеют ограниченное распространение на крыльях и периклиналях структуры и к ним приурочены стратиграфические экранированные залежи, и семь (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII) имеют распространение в своде структуры - к ним приурочены пластовые сводовые залежи. Кроме этих горизонтов в кровле юрских отложений залегает песчано-алевролитовый пласт Ю, стратифицируемый, как отложения нижнемелового возраста. Учитывая близость положения газонефтяного и водонефтяного контактов пласта Ю с другими юрскими продуктивными горизонтами, приуроченность к одному этажу нефтегазоносности, в Подсчете запасов 2008г. Оценка запасов данного пласта проведена совместно с горизонтами юрской толщи.

В таблице 1.1 приведена характеристика залежей месторождения Каламкас.

Таблица 1.1 - Характеристика залежей месторождения

Продуктивный горизонт	Тектонич. блок	Площадь газоносности/нефтеносности, тыс.м2	Высота залежи газ/нефть, м	По характеру насыщения	Абсолютная отметка, м		Средневзвеш. эффективная газо-/нефте-насыщенная толщина, м	Тип залежи
					ГНК	ВНК		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ю		43562/53372	55/35	газонефтяная	-793	-807-849	2,8/1,7	Пластовая, сводовая, литологически ограниченная с запада, юго-запада, на юго-востоке и востоке структуры
Ю-5С	IIc	10971/102757	-/46	газонефтяная		-896	2,5/2,5	Пластовая, стратиграфически экранированная, осложненная серией тектонических нарушений
	I, II, III		19/95		-793	-873-903		
	IIIa		-/47			-857		
	IV, V, VI		30/54		-793	-844-850		
Ю-4С	VIa	4122/71948	-/17	нефтяная		-877	3,3/6,5	Пластовая, стратиграфически экранированная
	IVa-V		27/65	газонефтяная	-793	-852-865		Пластовая, стратиграфически экранированная, осложненная тектоническими нарушениями
	IIIa		-/78	нефтяная		-885		Пластовые, осложненные тектоническими нарушениями
	IIc		-/27	нефтяная		-907		
	Ia, b, c, IIa, b, d IIIb, c, d		17/93	газонефтяная	-793	-869-903		
Ю-3С	VIa	12501/65061	-/47	нефтяная		-863-867	5,9/6,1	Пластовая, стратиграфически экранированная, осложненная серией тектонических нарушений
	IVa, b-V		31/71	газонефтяная	-793	-863-867		
	IIIa		-/61	нефтяная		-885-887		Пластовые, тектонически экранированные
	IIIb, c, d		-/76	нефтяная		-873-890		
	IIa-b		-/10	нефтяная		-869-876		
	Ic		-/21	нефтяная		-885-890		
	I		-/5	нефтяная		-917		
	VII		9/33	газонефтяная	-848	-881		
	Ia		-/4	нефтяная		-905		Массивные, тектонически экранированные
	Ib		-/11	нефтяная		-890-895		

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ю-2С	VIa	8218/63751	-/53	нефтяная		-871-875	5,9/6,6	Пластовая, стратиграфически экранированная, осложненная серией тектонических нарушений
	VIb		-/57	нефтяная		-874		
	IV-V		36/74	газонефтяная	-793	-863-870		Пластовые, тектонически экранированные
	IIIId		-/28	нефтяная		-867-880		
	IIIb-c		-/63	нефтяная		-876-882		
	IIIa		-/36	нефтяная		-879-889		
	IIa-b		-/26	нефтяная		-907		
	I		-/4	нефтяная		-936		
	Ib		-/18	нефтяная		-921		
	Ic		-/17	нефтяная		-904-911		
	VII		-/37	нефтяная		-886		
Ю-1С	IV, V	11653/71896	46/75	газонефтяная	-793	-863-873	5,7/9,2	Пластовая, стратиграфически экранированная, осложненная серией тектонических нарушений
	VIa, b		-/61	нефтяная		-874-894		
	IIIId		-/25	нефтяная		-892-904		Пластовые, тектонически экранированные
	IIIc		-/25	нефтяная		-878-892		
	IIIb		-/43	нефтяная		-879-883		
	IIIa		-/24	нефтяная		-885-902		
	IIa-b		-/30	нефтяная		-931		
	VII		-/13	нефтяная		-887		
	Ib		-/4	нефтяная		-922		
	Ic		-/6	нефтяная		-916		Массивные, тектонически экранированные
Ю-I	IIIc	15506/67319	-/26	нефтяная		-905-916	9,2/9,1	Пластовая, сводовая, тектонически экранированная
	VIb		-/39	нефтяная		-874-890		
	IVb-c		-/88	нефтяная		-869-888		Массивные, тектонически экранированные
	V		17/30	газонефтяная	-845	-866-884		
	IVa		44/90	газонефтяная	-793	-870-897		
	IIIId		-/17	нефтяная		-907-923		
	VIa		-/13	нефтяная		-870-878		
	IIIb		-/2	нефтяная		-880		
	IIIa		-/6	нефтяная		-893		
	IIa-b		-/21	нефтяная		-940-946		

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ю-II	IVa	5977/46460	24/85	газонефтяная	-793	-869-888	5,4/5,5	Пластовая, сводовая, тектонически экранированная
	VIb		-/34	нефтяная		-913-918		
	IVb-с		-/60	нефтяная		-877-892		
	V		-/16	нефтяная		-870-874		
	IIa		-/6	нефтяная		-964		
	IIIb		-/10	нефтяная		-975		
	V		-/11	нефтяная		-870-876		
Ю-III	IVa	1359/59556	10/93	газонефтяная	-793	-877-896	2,6/8,3	Пластовые, сводовые, тектонически экранированные
	V		-/42	нефтяная		-913		
	VIb		-/43	нефтяная		-935		
	IVb-с		-/48	нефтяная		-878-889		
	V		-/24	нефтяная		-901-911		
	IIIId		-/39	нефтяная		-982		
	IIIc		-/40	нефтяная		-981		
	IIa		-/19	нефтяная		-999		
	IIb		-/22	нефтяная		-1007		
	IIId		-/24	нефтяная		-1013		
Ю-IV	IVa	-/29984	-/82	нефтяная		-883-898	-/10,9	Пластовая, сводовая
	V		-/22	нефтяная		-914-916		Массивные
	IIIId2		-/12	нефтяная		-981-986		Массивные, тектонически экранированные
	IVb		-/19	нефтяная		-877-884		
	IVc		-/9	нефтяная		-887-894		
	V		-/13	нефтяная		-911-915		
	IIIc		-/23	нефтяная		-978-984		
	IIIId1		-/12	нефтяная		-983		
	IIa		-/10	нефтяная		-1012		
	IIb		-/10	нефтяная		-1020		
Ю-V	IVa	-/13806	-/56	нефтяная		-885-898	-/10,8	Пластовая, сводовая
	IIa		-/29	нефтяная		-1059		Пластовая, тектонически экранированная
Ю-VI	IVa	-/5590	-/19	нефтяная		-885-895	-/7,1	Пластовые, сводовые
	IVa		-/20	нефтяная		-891-895		
Ю-VII	IVa	-/748	-/19	нефтяная		-914-917	-/4,5	Массивная

1.2 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности

Информация о составе, строении и физико-литологических параметрах продуктивных пород юрской нефтегазоносной толщи (в дальнейшем включая пласт Ю) месторождения Каламкас базируется на результатах лабораторного изучения керна отобранного в 90 скважинах, 43 из которых пробурены до 1979 года в процессе геологоразведочных работ и 47 – при последующем доизучении месторождения в ходе разработки.

Особенности геологического строения предопределили преимущественное развитие в терригенной юрской толще Каламкасского месторождения гранулярных коллекторов порового типа. Накопленный к настоящему времени лабораторный материал позволяет не только непосредственно охарактеризовать коллекторские и смежные с ними литологические параметры, включая начальную и остаточную нефтенасыщенность, но и выявить основные петрофизические связи, необходимые для обеспечения надежной интерпретации материалов ГИС.

Продуктивные отложения представлены 13-ю горизонтами, из них горизонт Ю-5С разделен на две пачки: карбонатную - Ю-5Ск и терригенную - Ю-5Ст. Остальные двенадцать продуктивных горизонтов сложены терригенными породами.

В горизонтах, к которым приурочены стратиграфически-экранированные залежи, общая толщина изменяется от 0 до 25-40 м (Ю-5С - Ю-1С). Горизонты, содержащие пластовые сводовые залежи (Ю-I – Ю-VII) выдержаны по площади и имеют достаточно постоянную общую толщину (таблица 1.2)

Таблица 1.2 – Характеристика толщин по горизонтам

Гор-т	Ю	Ю-5С	Ю-4С	Ю-3С	Ю-2С	Ю-1С	Ю-I	Ю-II	Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII
Общая толщина	10-15	0-40	0-40	0-25	0-25	0-25	25-40	10-20	20-30	25-30	30-35	20-25	50

Для юрской продуктивной толщи подтверждены критические значения параметров: водонасыщенности - 0,56, пористости - 0,18, проницаемости - $11 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, глинистости – 0,48, при которых коллектор является промышленно-продуктивным, и в котором возможна фильтрация флюида.

Нижний предел проницаемости карбонатных каверново-трещинных коллекторов принят равным $1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пористости 0,18 (для карбонатных коллекторов Ю-5Ск).

Коллекторами во всех пластах и пачках юрской продуктивной толщи (кроме Ю-5Ск) служат терригенные породы песчаники и алевролиты.

Песчаники мелкозернистые, мелко-среднезернистые, среднезернистые не яснослоистые. Алевролиты крупнозернистые песчаные не слоистые.

Каверново-трещинные коллекторы, получившие развитие в пределах горизонта Ю-5Ск представлены мелкозернистыми глинистыми известняками

и доломитами, микротрещиноватыми, содержащими межкристаллические поры и микрокаверны

Содержание гранулометрической фракции $<0,01$ мм в нефте- и газонасыщенных породах юры не превышает 48%. Породы с более высокой глинистостью и, соответственно, емкостно-фильтрационными параметрами ниже установленных предельных значений выполняют роль литологических экранов и разделов между продуктивными пластами.

Состав кластического материала пород-коллекторов всей продуктивной толщи достаточно однообразен; колеблются лишь соотношения входящих в него обломочных компонентов. Содержание кварца составляет 23-42%; полевых шпатов – 16-36%; обломков пород – 26-61%. Последние представлены, как правило, микрозернистыми кремнистыми обломками и стеклом кислого состава, в той или иной степени раскристаллизованным. В отдельных прослоях количество обломков пород резко уменьшено (до 11-7%) за счет увеличения содержания кварца (до 44%), полевых шпатов (до 46%) и появления слюд (до 7%).

Пространственное строение продуктивного разреза сложно. Он чрезвычайно изменчив по простиранию – в пределах межскважинных расстояний рыхлые и слабосцементированные пласты нередко замещаются плотными породами и наоборот. Лучшими коллекторскими качествами обладают неслоистые разности песчаников и крупнозернистых алевролитов; наихудшими – алевролиты с многочисленными прослоями, прослойками и гнездами глин.

Покрышками для залежей нефти и газа служат глинистые разделы, толщина которых является достаточной для сохранения УВ.

Итоговые данные характеристик толщин пластов коллекторов по горизонтам приведена в таблице 1.3. Эффективная толщина пластов-коллекторов изменяется в широких пределах от 0 м (в зонах отсутствия коллекторов) до нескольких десятков метров. Максимальную толщину горизонты имеют в пределах развития песчаных тел, а наименьшую вблизи зоны стратиграфического выклинивания.

В таблице 1.4 приведены результаты статистических показателей неоднородности, таких как песчанистость и расчлененность. Коэффициент песчанистости варьирует в пределах 0,54 – 0,88 д.ед. Расчлененность пластов изменяется от 1,35 д.ед. до 4,4 д.ед.. С появлением данных по новым скважинам пробуренных в период 2009-2017 гг., наблюдается заметное увеличение коэффициента расчлененности по всем горизонтам относительно утвержденных показателей. Это связано с разделением пласта-коллектора на еще большее количество отдельных мелких пластов при нынешней интерпретации в новых скважинах. Согласно этой интерпретации, пласт-коллектор подвергается поправке на более точный учет неколлекторских свойств внутри самого пласта, что в свою очередь влияет на увеличение расчленённости.

Таблица 1.3 - Характеристика толщин пластов

Толщина	Наименование	Горизонт													
		Ю-0	Ю-5Ск	5Ст	Ю-4С	Ю-3С	Ю-2С	Ю-1С	Ю-I	Ю-II	Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII
Общая	Средняя, м	3,2	3,6	2,8	18,5	12,0	14,7	13,4	19,3	7,9	17,2	18,9	18,9	16,2	13,4
	Коэффициент вариации д.ед.	0,554	0,796	0,532	0,647	0,503	0,443	0,442	0,350	0,446	0,395	0,395	0,563	0,491	0,735
	Интервал изменения, м	0,5-16,1	0,5-22,4	0,3-12,3	0,3-53,8	0,8-29,5	0,5-25,6	0,6-35,2	0,9-47,8	0,6-37,3	0,2-45,9	0,8-42,1	0,6-59,2	1,2-37,8	0,6-45,0
Нефтенасыщенная	Средняя, м	2,1	2,5	2,3	8,3	7,0	6,9	9,5	9,3	5,8	9,2	14,4	12,9	7,8	7,5
	Коэффициент вариации д.ед.	0,478	0,648	0,399	0,87	0,630	0,549	0,517	0,545	0,491	0,542	0,410	0,722	0,623	0,495
	Интервал изменения, м	0,4-5,8	0,4-10,9	0,3-8,2	0,3-29,0	0,6-27,0	0,4-24,4	0,1-32,6	0,5-29,2	0,2-18,8	0,3-25,8	0,5-36,2	0,4-37,2	0,8-22,3	1,0-13,3
Газонасыщенная	Средняя, м	2,9	2,2	2,7	3,9	6,2	6,0	6,2	9,0	5,4	3,9	-	-	-	-
	Коэффициент вариации д.ед.	0,470	0,446	0,499	0,798	0,641	0,605	0,683	0,555	0,462	0,536	-	-	-	-
	Интервал изменения, м	0,2-8,0	0,7-5,9	0,4-7,2	0,6-17,4	0,4-22,4	0,2-16,8	0,6-22,6	0,7-23,4	1,4-11,2	1,0-10,3	-	-	-	-
Эффективная	Средняя, м	2,5	2,5	2,4	8,3	7,7	8,1	9,7	11,6	5,9	9,9	13,7	13,1	11,4	8,6
	Коэффициент вариации д.ед.	0,499	0,647	0,424	0,715	0,582	0,496	0,497	0,424	0,468	0,479	0,472	0,663	0,485	0,661
	Интервал изменения, м	0,2-8,0	0,4-13,2	0,3-8,2	0,3-31,2	0,4-27,0	0,5-24,4	0,6-32,6	0,5-30,8	0,2-18,8	0,3-27,6	0,8-36,2	0,6-42,1	1,2-33,0	0,6-26,2

Таблица 1.4 - Статистические показатели характеристик неоднородности пластов

Залежь	Количество скважин используемых для определения	Коэффициент песчанистости, доли ед.		Коэффициент расчлененности, доли ед.	
		Среднее значение	Коэффициент вариаций	Среднее значение	Коэффициент вариаций
Ю-0	2273	0,85	0,235	1,50	0,480
Ю-5Ск	732	0,85	0,274	1,60	0,578
Ю-5Ст	1130	0,88	0,216	1,35	0,459
Ю-4С	1116	0,54	0,494	4,4	0,646
Ю-3С	1605	0,68	0,309	2,89	0,481
Ю-2С	1762	0,60	0,357	3,13	0,456
Ю-1С	2170	0,75	0,247	2,62	0,472
Ю-I	2210	0,62	0,305	3,51	0,434
Ю-II	1811	0,77	0,227	2,08	0,416
Ю-III	1587	0,60	0,314	3,49	0,419
Ю-IV	1193	0,75	0,283	2,88	0,567
Ю-V	699	0,73	0,312	2,99	0,599
Ю-VI	373	0,76	0,268	2,66	0,587
Ю-VII	132	0,74	0,317	2,64	0,702

Ниже в таблице 1.5 приведена характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенности. Итоговые геофизические данные подтверждают данные характеристику коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности пластов, утвержденных в проектном документе. Среднее значение пористости по ГИС изменяется от 0,22 д.ед. до 0,28 д.ед., а максимальное значение пористости является 0,44 д.ед. По результатам ранее проведенных лабораторных исследований керна среднее значение пористости варьируется в пределах 0,23 д.ед. и 0,29 д.ед., что говорит о правильности и достоверности данных полученных геофизическими исследованиями. Наиболее низкими коллекторскими свойствами обладают базальный пласт Ю-0 и горизонт Ю-5С. Проницаемость изменяется в широких пределах от нижнего предела - 11 мД, до десятков тысяч мД.

Таблица 1.5 -Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности пластов

Горизонт	Метод исследования	Наименование	Параметры			
			Проницаемость, мкм2	Коэф-т открытой пористости, доли ед.	Коэф-т начальной нефтенасыщ., доли ед.	Коэф-т начальной газонасыщ., доли ед.
1	2	3	4	5	6	7
Ю-0	Лабораторные (керн)	Кол-во скважин	16	16		
		Кол-во определен.	70	73		
		Среднее значение	0,363	0,25		
		Коэф-т вариации	9,75	0,02		
		Интервал изменен.	0,011-7,063	0,19-0,36		
	Геофизические	Кол-во скважин		847	419	304
		Кол-во определен.		1274	585	446
		Среднее значение		0,25	0,56	0,57
		Коэф-т вариации		0,166	0,140	0,151
		Интервал изменен.		0,18-0,44	0,44-0,85	0,44-0,91

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5	6	7
Ю-5Ск	Лабораторные (керна)	Кол-во скважин	7	7		
		Кол-во определен.	24	24		
		Среднее значение	0,031	0,25		
		Кэф-т вариации	0,86	0,038		
		Интервал изменен.	0,011-0,0123	0,18-0,34		
	Геофизические	Кол-во скважин		243	223	22
		Кол-во определен.		500	403	28
		Среднее значение		0,22	0,53	0,63
		Кэф-т вариации		0,128	0,138	0,151
		Интервал изменен.		0,18-0,35	0,44-0,87	0,44-0,79
Ю-5Ст	Лабораторные (керна)	Кол-во скважин	7	7		
		Кол-во определен.	13	14		
		Среднее значение	0,069	0,23		
		Кэф-т вариации	2,60	0,009		
		Интервал изменен.	0,01-0,414	0,18-0,25		
	Геофизические	Кол-во скважин		599	563	31
		Кол-во определен.		767	712	40
		Среднее значение		0,28	0,60	0,60
		Кэф-т вариации		0,173	0,145	0,125
		Интервал изменен.		0,18-0,39	0,44-0,85	0,48-0,79
Ю-4С	Лабораторные (керна)	Кол-во скважин	10	10	-	-
		Кол-во определен.	75	76	-	-
		Среднее значение	0,259	0,28	-	-
		Кэф-т вариации	3,82	0,020	-	-
		Интервал изменен.	0,011-3,587	0,18-0,35	-	-
	Геофизические	Кол-во скважин		757	890	25
		Кол-во определен.		3573	3272	39
		Среднее значение		0,28	0,64	0,67
		Кэф-т вариации		0,147	0,196	0,182
		Интервал изменен.		0,18-0,43	0,44-0,93	0,47-0,91
Ю-3С	Лабораторные (керна)	Кол-во скважин	12	12	-	-
		Кол-во определен.	217	219	-	-
		Среднее значение	1,273	0,29	-	-
		Кэф-т вариации	1,97	0,012	-	-
		Интервал изменен.	0,011-9,891	0,18-0,42	-	-
	Геофизические	Кол-во скважин		1322	1093	147
		Кол-во определен.		4862	3739	317
		Среднее значение		0,27	0,65	0,67
		Кэф-т вариации		0,148	0,183	0,181
		Интервал изменен.		0,18-0,41	0,44-0,93	0,44-0,92
Ю-2С	Лабораторные (керна)	Кол-во скважин	12	12	-	-
		Кол-во определен.	123	140	-	-
		Среднее значение	0,412	0,28	-	-
		Кэф-т вариации	2,62	0,010	-	-
		Интервал изменен.	0,011-3,759	0,20-0,40	-	-
	Геофизические	Кол-во скважин		1534	1198	132
		Кол-во определен.		6159	4202	287
		Среднее значение		0,27	0,63	0,61
		Кэф-т вариации		0,145	0,193	0,176
		Интервал изменен.		0,18-0,44	0,44-0,96	0,44-0,92
Ю-1С	Лабораторные (керна)	Кол-во скважин	13	13	-	-
		Кол-во определен.	185	199	-	-
		Среднее значение	0,423	0,29	-	-
		Кэф-т вариации	3,56	0,018	-	-
		Интервал изменен.	0,011-4,564	0,19-0,39	-	-
	Геофизические	Кол-во скважин		1873	1486	157
		Кол-во определен.		7677	5990	309
		Среднее значение		0,27	0,68	0,65
		Кэф-т вариации		0,146	0,179	0,188
		Интервал изменен.		0,18-0,44	0,44-0,95	0,44-0,89

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5	6	7
Ю-I	Лабораторные (кернa)	Кол-во скважин	9	9	-	-
		Кол-во определен.	63	72	-	-
		Среднее значение	0,968	0,29	-	-
		Кэф-т вариации	2,47	0,019	-	-
		Интервал изменен.	0,013-7,827	0,18-0,40	-	-
	Геофизические	Кол-во скважин		1904	1429	274
		Кол-во определен.		9319	6095	683
		Среднее значение		0,27	0,67	0,67
		Кэф-т вариации		0,155	0,188	0,202
		Интервал изменен.		0,18-0,44	0,44-0,96	0,44-0,94
Ю-II	Лабораторные (кернa)	Кол-во скважин	10	10		
		Кол-во определен.	92	96		
		Среднее значение	0,972	0,29		
		Кэф-т вариации	1,80	0,029		
		Интервал изменен.	0,13-8,012	0,21-0,39		
	Геофизические	Кол-во скважин		1555	1019	112
		Кол-во определен.		4359	2809	196
		Среднее значение		0,27	0,65	0,65
		Кэф-т вариации		0,154	0,176	0,181
		Интервал изменен.		0,18-0,40	0,44-0,95	0,44-0,89
Ю-III	Лабораторные (кернa)	Кол-во скважин	12	13	-	-
		Кол-во определен.	106	113	-	-
		Среднее значение	0,552	0,29	-	-
		Кэф-т вариации	2,20	0,008	-	-
		Интервал изменен.	0,011-3,50	0,22-0,35	-	-
	Геофизические	Кол-во скважин		1407	1137	25
		Кол-во определен.		6366	4614	30
		Среднее значение		0,27	0,66	0,77
		Кэф-т вариации		0,148	0,190	0,143
		Интервал изменен.		0,18-0,44	0,44-0,95	0,48-0,91
Ю-IV	Лабораторные (кернa)	Кол-во скважин	9	9	-	-
		Кол-во определен.	86	92	-	-
		Среднее значение	0,844	0,28	-	-
		Кэф-т вариации	2,08	0,020	-	-
		Интервал изменен.	0,012-4,688	0,19-0,33	-	-
	Геофизические	Кол-во скважин		1046	663	-
		Кол-во определен.		4886	2843	-
		Среднее значение		0,27	0,68	-
		Кэф-т вариации		0,161	0,190	-
		Интервал изменен.		0,18-0,43	0,44-0,95	-
Ю-V	Лабораторные (кернa)	Кол-во скважин	4	4	-	-
		Кол-во определен.	32	33	-	-
		Среднее значение	1,151	0,29	-	-
		Кэф-т вариации	1,51	0,004	-	-
		Интервал изменен.	0,019-5,280	0,20-0,33	-	-
	Геофизические	Кол-во скважин		618	367	-
		Кол-во определен.		2597	1422	-
		Среднее значение		0,27	0,66	-
		Кэф-т вариации		0,155	0,179	-
		Интервал изменен.		0,18-0,43	0,44-0,95	-
Ю-VI	Лабораторные (кернa)	Кол-во скважин	1	1	-	-
		Кол-во определен.	5	5	-	-
		Среднее значение	0,055	0,26	-	-
		Кэф-т вариации	0,611	0,004	-	-
		Интервал изменен.	0,020-0,111	0,24-0,29	-	-
	Геофизические	Кол-во скважин		321	148	-
		Кол-во определен.		1126	325	-
		Среднее значение		0,26	0,67	-
		Кэф-т вариации		0,139	0,175	-
		Интервал изменен.		0,18-0,37	0,44-0,87	-

Продолжение таблицы 1.5

1	2	3	4	5	6	7
Ю-VII	Лабораторные (керн)	Кол-во скважин	1		-	-
		Кол-во определен.	2		-	-
		Среднее значение	0,036		-	-
		Коеф-т вариации	0,110		-	-
		Интервал изменен.	0,024-0,048		-	-
	Геофизические	Кол-во скважин		112	13	-
		Кол-во определен.		352	24	-
		Среднее значение		0,27	0,57	-
		Коеф-т вариации		0,147	0,145	-
		Интервал изменен.		0,18-0,37	0,44-0,74	-

1.3 Физико-гидродинамические характеристики

Информация о составе, строении и физико-литологических параметрах продуктивных пород юрской нефтегазоносной толщи месторождения Каламкас базируется на результатах лабораторного изучения керн отобранного в 90 скважинах, 43 из которых пробурены до 1979 г. в процессе геологоразведочных работ и 47 – при последующем доизучении месторождения в ходе разработки.

За отчетный период с 01.01.2007 г. по 01.01.2018 г. на месторождении с отбором керн были пробурены три скважины (5703, 5738, 6125). В скважинах 5703, 5738 отбор керн проводился в меловых отложениях.

С целью определения коэффициента вытеснения нефти различными реагентами и уточнения петрофизических свойств пород-коллекторов, в 2012 году из скважины 6125 был отобран керн из юрских отложений. Лабораторные исследования керн проводились в ЦНЛИ АО «КазНИПИМунайгаз».

Сведения об интервалах отбора и выноса керн из скважины 6125 представлены в таблице 1.6.

Таблица 6 - Интервалы отбора и выноса керн

Горизонт	Интервал отбора керн, м		Вынос керн		Количество отобранных образцов
	верх	низ	м	%	
Ю-1С	757,0	764,5	7,5	100	13
	764,5	772,0	7,5	100	6
	772,0	781,0	9,0	100	26
Всего			24,0		45

Поступивший керновый материал из скважины 6125 был распилен по продольной метке вдоль оси керн для достижения деления керн на $\frac{1}{3}$ и $\frac{2}{3}$ части (эталонная и рабочая коллекции). Распиленный керн ($\frac{1}{3}$ часть) был сфотографирован на лотках длиной 1,0 м при дневном и в ультрафиолетовом свете.

На эталонной коллекции керн, отобранного из горизонта Ю-1С проводилось детальное макроскопическое описание. Литологическая характеристика горизонта Ю-1С представлена терригенными породами,

состоящими из переслаивания алевролитистых глин и мелко-среднезернистых песчаников. Интервал 772,0-778,0 м характеризуется средне-мелкозернистыми, массивными песчаниками коричневого цвета, с резким запахом УВ.

Для проведения аналитических исследований по определению фильтрационно-емкостных свойств коллекторов проведен отбор 45 цилиндрических образцов с равномерным охватом всех литотипов: от низкопроницаемых до высокопроницаемых. После торцевания образцы маркировались в соответствии с присвоенным лабораторным номером, затем упаковывались в полиэтиленовые пакеты и направлялись в экстракционную для очистки от растворимых солей, воды и углеводородных соединений.

Цилиндрические образцы экстрагировались с использованием толуола в качестве растворителя в дистилляционно-экстракционные аппараты Дина Старка. Далее, доочистка образцов от солей проводилась в стандартных дефлегмационных приборах Сокслета с использованием в качестве растворителя смеси хлороформа и метанола. После завершения процесса очистки, который продолжался в течение 3-х недель, образцы были высушены в термошкафах с контролируемой влажностью при температуре 65°C до достижения постоянного веса. Далее, образцы помещались в эксикатор с силикагелем для предотвращения адсорбции влаги из воздуха и направлялись в петрофизическую лабораторию для проведения стандартных и специальных исследований керна.

Для измерения минералогической плотности зёрен, коэффициентов открытой пористости, абсолютной проницаемости пород использовали прибор UltraPoroPerm 500 фирмы Core Laboratories Instruments.

Принцип работы порозиметра основан на использовании закона Бойля-Мариотта. Минералогическая плотность и пористость определялись газоволюметрическим методом с применением гелия. Минералогическая плотность определена исходя из веса образца и замеренного объёма зёрен.

Определение абсолютной проницаемости пород проводилось с использованием пермеаметра с применением газа азота. Принцип работы пермеаметра основан на использовании закона Дарси. На боковую поверхность образца, помещённого в стандартный кернодержатель Хасслера, оказывалось гидростатическое давление 400 psi. При соответствии движения потока воздуха по закону Дарси выполнялся автоматический расчёт абсолютной проницаемости породы.

После определения стандартных свойств пород были составлены коллекции образцов для определения электрического сопротивления пород, остаточной водонасыщенности, кривых капиллярного давления и относительной фазовой проницаемости.

Образцы, отобранные на специальные исследования, были насыщены моделью пластовой воды хлориднокальциевого типа с минерализацией 143 г/л с помощью автосатуратора.

Определение электрического сопротивления выполнено на приборе

ARS-300 при 100%-ной и изменяющейся насыщенности образцов моделью пластовой воды. Измерение производилось RCL-измерителем при 4-х электродной схеме с частотой 1000 Гц. Пластовые условия создавались давлением обжима на образец 800 psi с помощью гидростатического кернодержателя. Удельное электрическое сопротивление модели пластовой воды при окружающих условиях определено по номограммам Итенберга С. С.

Остаточная водонасыщенность и кривые капиллярного давления получены на групповом капилляриметре CPPP-300 методом полупроницаемой мембраны.

В камере, оснащенной керамической мембраной, создавалась разность давлений между смачивающейся и несмачивающейся фазами. Вытеснение продолжалось по 24 часа на каждом этапе при капиллярном давлении от 0 до 1,124 МПа. После каждого этапа определялось количество выделенной воды по потере массы образца и замерялось удельное электрическое сопротивление породы.

Виды и объемы исследований керна из скважины 6125 месторождения представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 - Виды и объемы исследований керна

№	Вид работы / анализа	Ед.	Количество
1	Детальное литологическое описание образцов пород	образец	45
2	Определение минералогической плотности зерен	образец	44
3	Определение открытой пористости по гелию	образец	44
4	Определение проницаемости по азоту	образец	44
5	Определение удельного электрического сопротивления при	образец	28
6	Определение величин капиллярного давления и построение кривых	образец	28
<i>Дополнительные работы/исследования</i>			
7	Определение фазовой и относительной проницаемости воды, нефти,	эксперимент	7

Интервалы изменения пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности, определенной методом полупроницаемой мембраны, для исследованных образцов пород Ю-1С горизонтов представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Емкостно-фильтрационные свойства исследованных пород по горизонту Ю-1С

Горизонт	Количество исследованных образцов	Интервал изменения		
		пористости, д.ед.	проницаемость $\times 10^{-3}$ мкм ²	остаточной водонасыщенности, д.ед.
Ю-1С	44	0,117-0,341	0,076-1140	0,053-0,23

Исследования по определению коэффициента вытеснения нефти при пластовых условиях проводились на компьютеризированной экспериментальной системе - установке LXRT-400T производства Core Laboratories Instruments. Целью проведения данных экспериментов: определение более эффективного полимера и подходящей концентрации для

повышения извлечения углеводородов из пластов.

Применяемое оборудование:

- прибор Сокслета для очистки образца от УВ, солей и пластовой воды;
- порозиметр/пермеаметр для определения пористости и проницаемости;
- автосатуратор для насыщения образцов;
- 2-х фазная фильтрационная система для исследования относительной проницаемости при фильтрации двухфазных потоков в пластовых условиях, определения коэффициентов вытеснения нефти различными реагентами;
- вертикальная сканирующая установка, предназначенная для гамма-сканирования керна и определения коэффициента нефте- и водонасыщенности.

В ходе проведения эксперимента использовались флюиды по физико-химическим свойствам близкие к реальным пластовым флюидам в условиях, наиболее приближенных к пластовым месторождения Каламкас.

Для каждого эксперимента отбирался один образец. Методики проведения экспериментов идентичны как и определяемые параметры - одни и те же, лишь с использованием различных вытесняющих реагентов.

Подготовленные образцы были помещены в пропускающий гамма-лучи кернодержатель, где создавалось пластовое давление равное 1355 psi и далее определялась фазовая проницаемость по воде при 100% насыщенности. Флюид закачивался в образец при постоянном расходе 1 мл/мин до достижения постоянного значения дифференциального давления. Вытеснение воды производилось с использованием модели пластовой нефти (МПН) при пластовых условиях до создания остаточной водонасыщенности. Вязкость нефти принята равной 23,3 сП. Водонасыщенность образцов керна определялась с помощью сканирования рентгеновским излучателем.

После проведения вышеперечисленных работ проводился основной эксперимент по вытеснению нефти различными вытесняющими реагентами.

Результаты экспериментов по определению коэффициента вытеснения нефти представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.9 – Результаты определения коэффициента вытеснения нефти различными реагентами

Лаб. номер образца	Тип воды, используемой для вытеснения нефти	Вытесняющий реагент	Концентрация, %	Коэффициент вытеснения нефти, д. ед.
527	морская	морская вода	-	0,5523
521*	морская	K-129	0,08	0,6281
519	морская	GL-50	0,08	0,6350
527*	морская	K-129	0,12	0,6531
522	морская	GL-50	0,12	0,6901
521	питьевая	GL-50	0,08	0,7163
523	питьевая	GL-50	0,12	0,7574

1.4 Практические и теоретические основы технологии одновременно-раздельной эксплуатации

Одновременно-раздельная или совместная эксплуатация скважины— это объединенная эксплуатация двух и более продуктивных пластов одной скважиной. Применяется для добычи нефти (газа), а также для закачки воды - при заводнении нефтяных пластов, рабочих агентов - для повышения производительности пласта - в процессе создания подземных хранилищ газа и др.

В скважину спускают специальное оборудование (установки), обеспечивающие транспортирование продукции каждого пласта на поверхность (или закачку с поверхности в каждый пласт) по самостоятельным (или совместному) каналам, независимое регулирование и отработку пластов, а также проведение исследований, операций по освоению и глушению каждого пласта, технологическое воздействие на его призабойную зону. Одновременно-раздельная эксплуатация скважины позволяет сократить затраты на разбуривание, обустройство и эксплуатацию месторождений. Технологические схемы одновременно-раздельной эксплуатации скважины классифицируют по количеству эксплуатируемых пластов; установки одновременно-раздельной эксплуатации скважины по конструктивному оформлению; с концентрическими, параллельными и одноколонными рядами насосно-компрессорных труб (НКТ), а также с регулированием отбора или закачки продукции по каждому пласту. Условия эксплуатации (величина газового фактора, содержание газового конденсата, уровень пластовых давлений и температур, состав добываемой или закачиваемой продукции, наличие агрессивных примесей, песка, парафина, минеральных солей и т.д.) влияют на конструктивные особенности установок и технологические схемы одновременно-раздельной эксплуатации скважины.

Раздельная эксплуатация пластов впервые начала применяться в нефтяных и газовых скважинах на месторождениях США в 1936 году [2,3]. Первые образцы оборудования в СССР созданы в 30-е годы. Установки были просты и применимы только при фонтанной эксплуатации. Разработкой технологий и оборудования для ОРЭ, а также исследованиями их применения занимались в 1950-1970-е годы Максutow Р. А., Сафин В. А., Беленький В. Н., Крутиков Б. С., Понамарев К. И., Джафаров Ш. Т. В настоящее время успешно работают в этом направлении Донков П. В., Шарифов М. З., Леонов В. А., Бадретдинов А. М., Тарифов К. М., Габдуллин Р. Г. и другие [2].

Основные условия объединения неоднородных пластов в единые эксплуатационные объекты: равные скорости вытеснения нефти водой по всему продуктивному разрезу в пластах с различной проницаемостью или опережающее вытеснение в малопроницаемых пластах, когда объёмы нефтенасыщенной породы (залежи) отличаются незначительно; опережающее вытеснение в высокопроницаемых пластах, когда объёмы залежи в них в 4 раза

выше, чем в малопроницаемых пластах; опережающее вытеснение в пластах с меньшей гидропроводностью при разной вязкости нефтей; осуществление совместного отбора пластовой жидкости из добывающих скважин, проведённых на выбранные пласты, и отдельной закачки воды в случае резкого различия физико-геологических характеристик пластов при дифференцированном давлении нагнетания; достижение экономической эффективности от совместной разработки нефтяных пластов.

Выделение нефтяных пластов для их совместной разработки - сложная комплексная проблема. Для правильного её решения на стадии проектирования разработки месторождения необходимо иметь надёжную информацию о геологическом строении пластов, физических свойствах пород-коллекторов, физико-химических свойствах пластовых жидкостей, начальных термобарических характеристиках пластов, технологиях разработки, обеспечивающих полноту извлечения нефти, технологиях и технических средствах подъёма жидкости из добывающих скважин, наиболее благоприятных системах заводнения и технических возможностях их осуществления, экономических нормативах всех элементов нефтедобычи. Неправильное объединение пластов при совместной разработке приводит к уменьшению производительности скважин, снижению охвата выработкой запасов нефти по разрезу объектов, создаёт исключительные затруднения для регулирования нагнетания воды (падение пластового давления, образование широких зон разгазирования, преждевременное обводнение добывающих скважин). После объединения пластов в единый эксплуатационный объект их разбуривают по единой сетке добывающих и нагнетательных скважин. Совместная разработка ведётся с использованием оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважины. В процессе эксплуатации месторождения должен проводиться утверждённый комплекс геофизических и гидродинамических методов исследования пластов и скважин с целью подтверждения или изменения объединения нефтяных пластов для их совместной разработки.

Различают установки по добыче и по закачке. Первые в зависимости от способа добычи подразделяются на установки по добыче нефти и газа фонтанным или газлифтным (внутрискважинный газлифт) способами, а также добычи нефти глубиннонасосным или фонтанным и глубиннонасосным способами одновременно. Установки по закачке бывают с регулированием расхода на устье или на забое скважины. Добыча нефти из двух и трёх пластов фонтанным способом осуществляется установками с концентрическими и параллельными рядами НКТ. Например, установка ЗУФК (трёхрядная установка фонтанная с концентрической подвеской НКТ) обеспечивает эксплуатацию двух пластов, в продукции которых содержится парафин и песок; комплектуется тремя концентрическими рядами НКТ (фонтанную арматуру дополняют двумя крестовинами). Добыча осуществляется по внутреннему и наружному НКТ, средний ряд НКТ и разобщитель пластов предназначены для операций по освоению скважины,

глушению и др. Добычу газа из двух, трёх и более пластов фонтанным способом осуществляют установками с параллельными рядами НКТ. В установках УГП (установки газовые с параллельными рядами НКТ) в коррозионно-стойком исполнении предусмотрена возможность заполнения затрубного пространства ингибитором коррозии и гидратообразования, который подают в полость НКТ через ингибиторный клапан. Для освоения скважины и промывки пробок используют циркуляционные клапаны. Независимое извлечение пакеров обеспечивается разъединителем колонн. Одновременно-раздельная эксплуатация скважины осуществляется также при газлифтной добыче нефти и газа, для чего скважину оборудуют установками внутрискважинного газлифта, например типа УВЛГ.

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин (нефтяных) одновременно фонтанным и глубиннонасосным способами осуществляют по схемам "фонтан - насос" (нижний пласт фонтанирует) и "насос — фонтан" (верхний пласт фонтанирует). В случае нефтяных пластов с малым газовым фактором используются установки УНФ и УФН (рисунок 1.1). Здесь нефть и выделяющийся газ добывают по одной колонне НКТ. При больших газовых факторах используют установки, в которых нефть и выделяющийся газ добывают по параллельным рядам НКТ [3].

Одновременно-раздельная эксплуатация скважин при закачке, например воды одной скважиной в три пласта (рисунок 1.2), осуществляется с автоматическим регулированием расхода закачиваемого агента на забое или устье скважины; изменение режима закачки производят без извлечения скважинного оборудования.

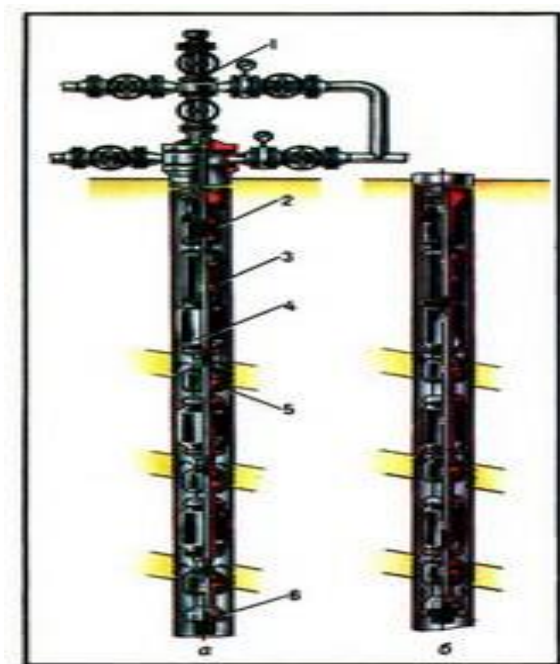


Рисунок 1.1- Установки УНФ и УФН

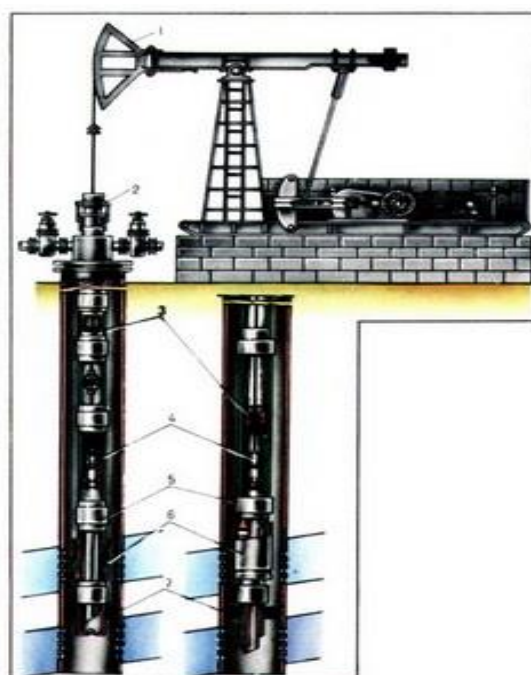


Рисунок 1.2- ОРЭ при закачке

Одновременно-раздельная добыча нефти глубиннонасосным способом с использованием штанговых или электроцентробежных насосов осуществляется установками с параллельными рядами НКТ (или один ряд НКТ) по схемам с последовательно или параллельно соединёнными насосами, а также с одним насосом (в зависимости от условий эксплуатации предусмотрены многочисленные модификации установок) [2].

Нефтяные месторождения (залежи), как правило, являются многопластовыми, причём продуктивные пласты неоднородны прежде всего по коллекторским свойствам: имеют различную проницаемость, толщину, песчанистость, расчленённость, выдержанность по площади. На каждый из продуктивных пластов бурить свою сетку добывающих и нагнетательных скважин (при необходимости воздействия на них заводнением) экономически убыточно. Одной из первоочередных задач ввода нефтяного месторождения в промышленную разработку является объединение продуктивных пластов в единые эксплуатационные объекты и проведение совместной разработки этих пластов. Выделение эксплуатационных объектов производят на основе изучения коллекторских свойств продуктивных пластов, их геологического строения, возможностей технологии и техники эксплуатации скважин с использованием опыта разработки месторождений, имеющих сходные геологические характеристики, физико-химические свойства пластовых жидкостей и нефтяной газа. При этом по каждому объекту должно быть обеспечено достижение запроектированных темпов добычи нефти, высоких технико-экономических показателей разработки, утверждённой нефтеотдачи пластов при положительном народно-хозяйственном эффекте. В один эксплуатационный объект выделяют продуктивные пласты с близкими коллекторскими свойствами (особенно проницаемостью), составом и свойствами пластовых нефтей (особенно вязкости), одинаковой насыщенностью их газами, с близким значением пластовых давлений и сходным положением водонефтяных контактов.

1.5 Условия применения одновременно - раздельной эксплуатации

Одновременно- раздельная эксплуатация нескольких пластов, имеющих различные коллекторские свойства, приводит к различным динамическим пластовым давлениям. Поэтому замеренное в них пластовое давление составляет средневзвешенное по их коэффициенту продуктивности. Интерполировать это давление при построении карты изобар с давлением в скважине, где эксплуатируется только один пласт, нельзя. В скважинах, эксплуатирующих совместно несколько пластов, необходимо шире применять промыслово-геофизические и термометрические методы исследования, позволяющие изучать каждый пласт в отдельности. Одновременно раздельная эксплуатация двух объектов не позволяет осуществлять

регулирование отбора нефти и закачки воды по каждому пласту в отдельности, что приводит к нарушению режима разработки месторождения. В этих условиях не представляется возможным обеспечить заданный уровень добычи нефти и максимальную выработку из каждого пласта.

Одновременно- раздельная эксплуатация нескольких пластов продуктивного горизонта требует систематического и тщательного контроля за интенсивностью выработки каждого из них. При регулировании процесса разработки месторождения необходимо знать, какие пласты в каждой нагнетательной скважине принимают воду и сколько. Точно так же в эксплуатационных скважинах выявление интервалов притока нефти и определение их дебита имеют большое практическое значение при проектировании мероприятий по воздействию на пласт в целом или на его призабойную зону, а также при определении физических параметров пластов по данным промысловых исследований скважин. Существенную помощь в решении указанных выше задач могут оказать исследования скважин глубинными дебитомерами и расходомерами.

Одновременно- раздельная эксплуатация нескольких пластов - допускается при одинаковой их характеристике: однородности литологического состава и примерно одинаковой величине проницаемости пластов; близких положениях контуров нефтеносности; одинаковой насыщенности нефти газом; однотипности нефти по сорту; близких значениях пластовых давлений; 6) отсутствии пробкообразования и т.д.

Одновременно- раздельная эксплуатация пластов с различными коллекторскими свойствами усиливает последствия неоднородного строения эксплуатационного объекта (неравномерность вытеснения нефти, рост отбора попутной воды), а также усложняет контроль и регулирование процесса выработки отдельных пластов.

Одновременно раздельная- эксплуатация продуктивных пластов с различными коллекторскими характеристиками, а также наличие в некоторых из них водонефтяных зон ухудшают технологические показатели в целом по участку или площади. Отсюда вытекает необходимость их выделения в самостоятельные объекты разработки.

Одновременно - раздельная эксплуатация продуктивных пластов, осуществляемая в настоящее время на многих месторождениях, приводит в конечном счете к нерегулируемой системе последовательной разработки объектов, так как при объединении нескольких пластов, сильно отличающихся по коллекторским свойствам, в один эксплуатационный объект происходит опережающая выработка высокопродуктивных пластов, в самих пластах - высокопродуктивных зон.

При одновременно - раздельной эксплуатации пропорциональность приемистости неоднородных пластов их коллекторским свойствам нарушается. Нарушение может быть обусловлено отличиями коэффициентов пьезопроводности и различием значений пластовых давлений и проявлением не-newтоновского характера пластовой системы.

При одновременно- раздельной эксплуатации двух пластов при соблюдении этого ограничительного условия по одному из них (равенство забойного давления давлению насыщения) по-другому возможно значительное завышение забойного давления, соответственно занижение депрессии и занижение дебита нефти [3].

При одновременно - раздельной эксплуатации нескольких пластов различной характеристики общая приемистость их при любом давлении нагнетания будет равна сумме приемистостей всех подключившихся в работу пластов.

При одновременно раздельной эксплуатации нескольких пластов или блоков в случае возможного деления по ним добычи и наличия соответствующих параметров за объект подсчета может быть принят отдельный пласт или блок. В случае если такое деление невозможно, за подсчетный объект следует принимать эксплуатационный объект в целом. Необходимо, однако, учитывать, что и в случае выделения подсчетного объекта как части эксплуатационного (в связи с условным делением добычи), так и при объединении пластов или блоков (в связи с осреднением меняющихся в широком диапазоне значений параметров) возможны дополнительные неточности в расчетах.

При одновременно- раздельной эксплуатации нескольких горизонтов или наличии перетока газа между горизонтами подсчет запасов должен производиться с учетом специфики их эксплуатации.

Регулирование при одновременно- раздельной эксплуатации пластов должно обеспечить опережающее заводнение или максимально возможную интенсификацию разработки менее продуктивных пластов в объекте - пластов с меньшей проводимостью. При невозможности создать опережающее заводнение менее продуктивных пластов целесообразно допустить опережение заводнения той залежи в более продуктивном пласте, запасы нефти которой наибольшие. Тогда показатели разработки многопластового объекта могут быть эффективнее показателей раздельной разработки составляющих пластов. При этом дебит нефти значительно уменьшается по сравнению с его величиной при раздельной эксплуатации пластов.

ВЫВОДЫ

В данной главе проанализированы возможности технологии одновременно- раздельной эксплуатации (ОРЭ), которые основывались на многолетнем опыте ее применении. Представлены исследователи, которые глубоко занимались данным вопросом. Также необходимо отметить, что с помощью оборудования, которое используется при ОРЭ, можно добиться высокой производительности нефтеотдачи пластов, содержащиеся в

низкопродуктивных (тонких) пластах (НЛП) на многопластовых месторождениях без бурения дополнительных скважин.

Выделение эксплуатационных объектов производят на основе изучения коллекторских свойств продуктивных пластов, их геологического строения, возможностей технологии и техники эксплуатации скважин с использованием опыта разработки месторождений, имеющих сходные геологические характеристики, физико-химические свойства пластовых жидкостей и нефтяной газа. Также в главе рассмотрены условия применения одновременно - раздельной эксплуатации.

При оснащении скважин на месторождении средствами ОРЭ можно решить ряд задач: приобщение пластов с низкорентабельными и непромышленными запасами; интенсификация системы разработки низкопродуктивных пластов путем уплотнения сетки за счет использования скважин других пластов; достижение экономической эффективности от совместной разработки нефтяных пластов

2 Исследование и разработка технических решений по регулированию процесса разработки двух и более пластов одной скважиной

2.1 Геологическое строение и показатели разработки участка

Для расширения технологии одновременно-раздельной закачки на месторождении Каламкас были подобраны нагнетательные скважины 1153, 1156, 1157, 1158, 1161, расположенные в восточной части горизонта Ю-I (рисунок 2.1).

В пределах продуктивного горизонта Ю-I выделено три пласта-коллектора А, Б и Б1, которые хорошо прослеживаются и достаточно часто сливаются между собой, что и послужило основанием рассматривать их как единый подсчетный и эксплуатационный объект. В пределах горизонта в разрезе скважин встречается от 1 до 10 пластов коллекторов, однако в основном пласт А представлен одним пластом-коллектором, а в пластах Б и Б1 выделяется 3-4 пласта-коллектора. Пласт Б1 в центральной, южной и западной части структуры имеет ухудшенные коллекторские свойства, а на восточной периклинали структуры в блоке VI, в предлагаемом участке на расширение ОРЗ, в подошве Ю-I горизонта получил развитие пласт-коллектор толщиной порядка 10 м, и который иногда представлен в виде двух песчаных пропластков (рисунок 2.2-2.3).

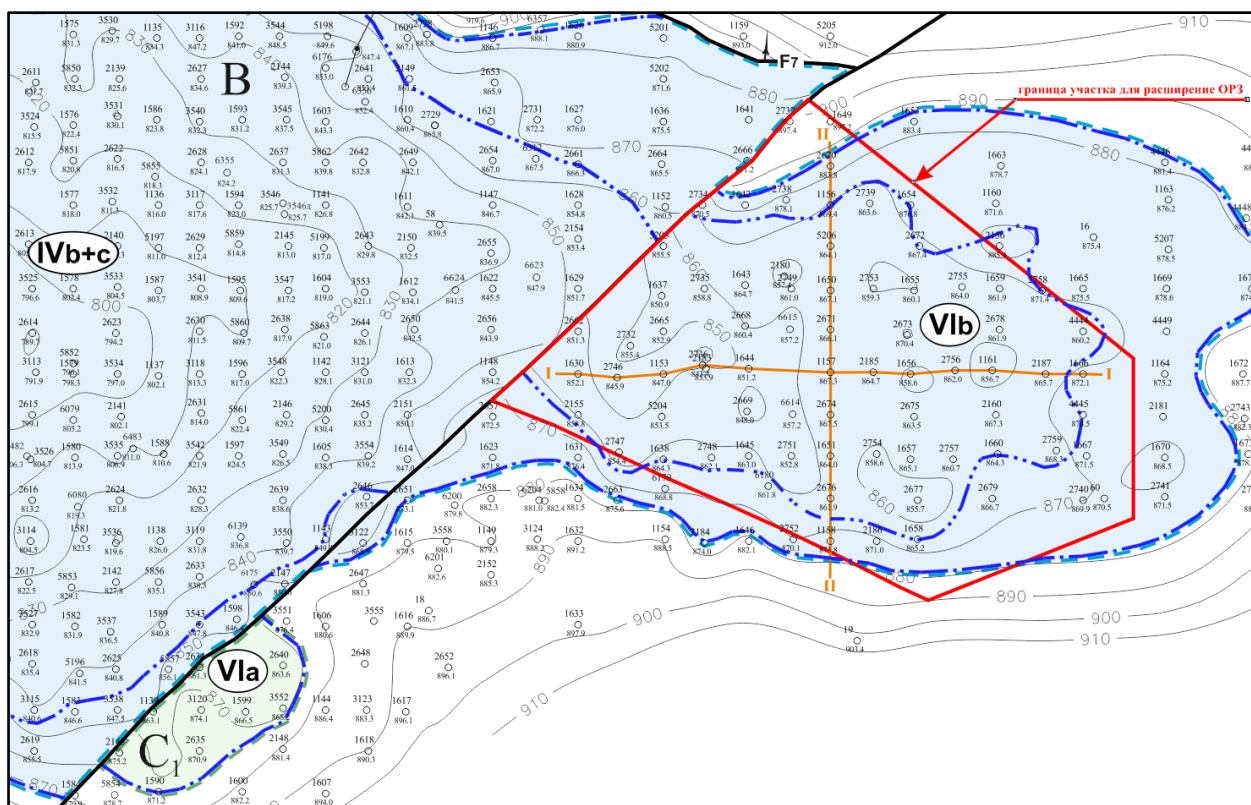


Рисунок 2.1- Структурная карта по кровле коллектора. Горизонт Ю-I.

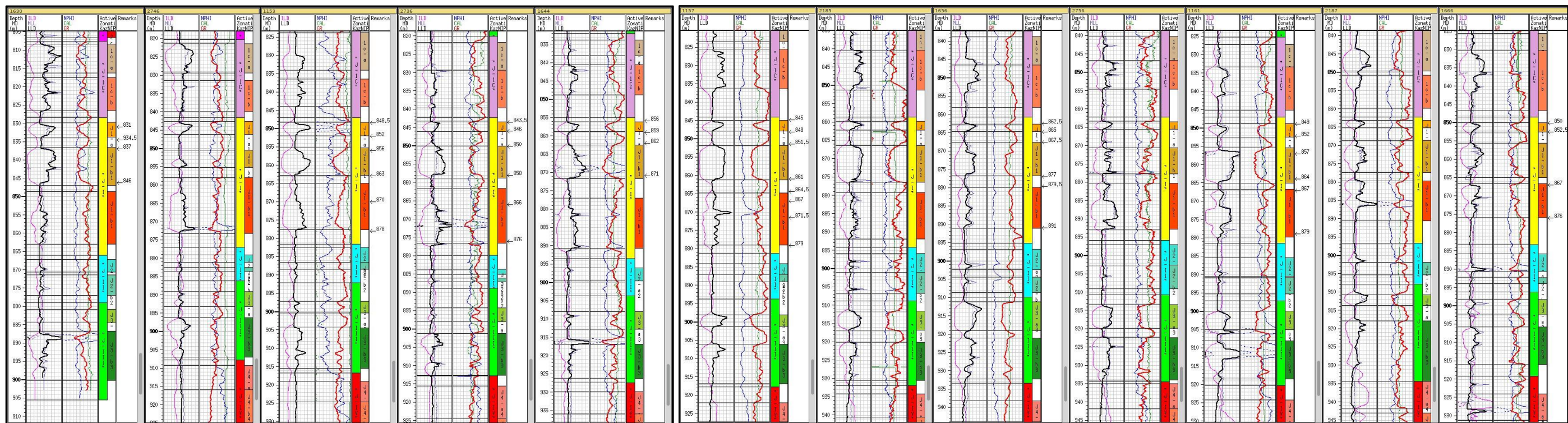


Рисунок 2.2- Корреляционная схема по линии скважин I-I

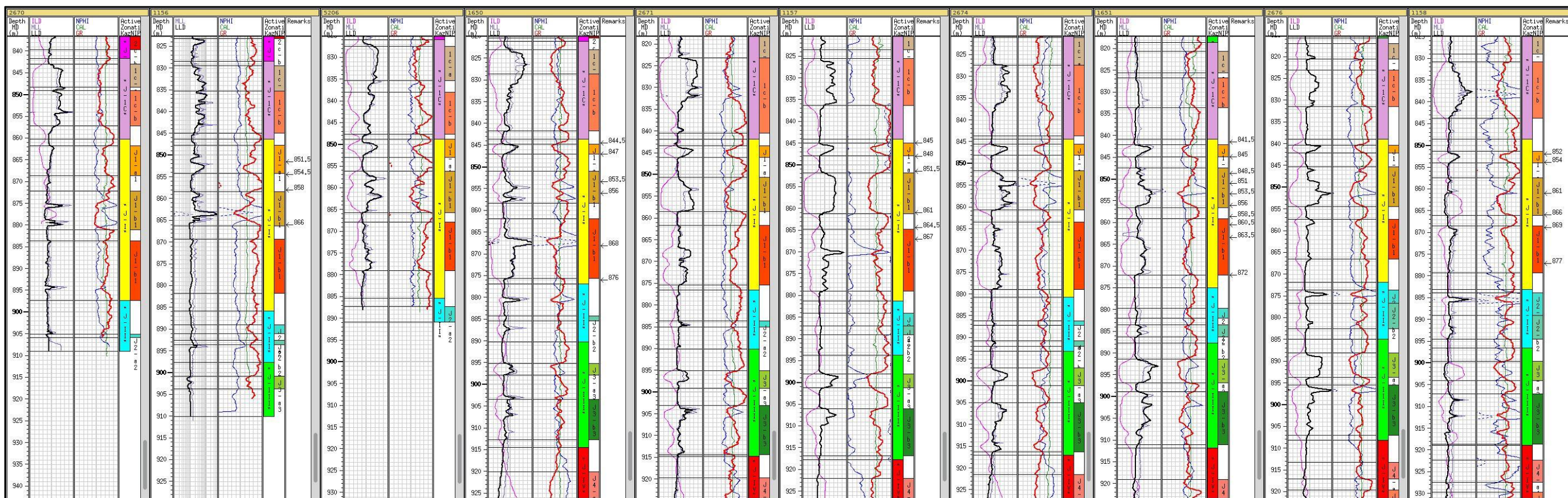


Рисунок 2.3- Корреляционная схема по линии скважин II-II

Коэффициент расчлененности горизонта Ю-I составляет 3,41, а песчаности 0,62.

Толщина горизонта изменяется от 25 м в сводовой части до 40 м на восточной периклинали. Сокращение толщины в своде связано с частичным размывом горизонта. Повышенные значения эффективных нефтенасыщенных толщин более 16 м получили развитие в пределах IVa блока, в его южной и западной частях и в VIb блоке.

Таким образом, в Ю-I горизонте установлена газонефтяная залежь в сводовой части структуры и нефтяные на периклинальных частях, ограниченные малоамплитудными тектоническими нарушениями.

В пределах блока установлены две залежи нефти, примыкающие к тектоническому нарушению F5, одна в южной части, другая в центре восточной периклинали.

Южная залежь (блок VIa) небольших размеров установлена по результатам интерпретации материалов ГИС и подтверждена опробованием скважины 3120 (рисунок 4.1). Водонефтяной контакт колеблется в пределах абсолютных отметок -870-878 м.

Залежь нефти в VIb блоке эксплуатируется достаточно большим количеством скважин. Наиболее низкие отметки получения нефти зафиксированы в скважинах 60, 1670, 1666, 1654, 1653, в которых нефть получена до абсолютных отметок -872,3 м, -870,5 м, -874,3 м, -887,9 м, -889,0 м соответственно. В скважине 60 с абсолютной отметки -878 м получена вода с пленкой нефти. По данным ГИС ВНК фиксируется на абсолютных отметках -874,0 м (скважина 1623), -879,1 м (скважина 60), -884,1 м (скважина 1666), -890,0 м (скважина 1653). Установлено, что более высокое положение контакта нефть-вода на юге -874 м, затем происходит плавное понижение на восток и северо-восток до -890 м.

По пласту Б₁ положение ВНК более низкое и установлено как по данным опробования, так по данным ГИС в пределах абсолютных отметок -895-905 м. Так как залежи Ю-I горизонта и пласта Б₁ по площади идентичны и расположены одна под другой, то рассматривались как единый объект подсчета, в объеме Ю-I горизонта.

С целью оптимизации системы разработки, увеличения охвата продуктивных пластов заводнением, снижения объемов закачки и увеличения добычи нефти был выполнен анализ геолого-промысловых материалов. Для оценки степени выработки коллекторов горизонта Ю-I на анализируемом участке были учтены и проанализированы следующие материалы:

- результаты геофизических исследований в новых скважинах (8863, 8860, 8861, 6693 и др.),
- результаты ГИС по контролю за разработкой в нагнетательных скважинах анализируемого участка, выполненных в период с 2002 по 2016гг.;
- результаты ГИС-контроль в добывающих скважинах, выполненных в период с 2002 по 2015гг.;
- сведения о режиме работы скважин и их обводненности и др.

В результате проведенных работ выявлены особенности работы нагнетательных и добывающих скважин, зоны (пласты) с малодренируемыми запасами.

В новых скважинах, пробуренных в 2012-2016гг. по методам ГИС выделены обводненные коллекторы и пласты насыщенные нефтью. По данным ГИС в новых скважинах 8863, 8861 и 8860 насыщение пласта А нефть+вода, пласта Б – нефть+вода в подошвенной части вода+нефть. В скважине 6653 пласт А обводнен в подошвенной части, пласт Б также обводняется с подошвенной части. В скважинах 6693 и 6694 по данным ГИС пласты А и Б нефтенасыщенные и обводненные в подошвенной части пласта Б.

В таблице 2.1 приведены начальные и извлекаемые запасы участка продуктивного горизонта Ю-І.

Таблица 2.7- Начальные и извлекаемые запасы участка продуктивного горизонта Ю-І.

Горизонт	Эфф.объем м [10 ³ м ³]	Поров. объем [*10 ³ м ³]	Нефтенасыщ. объем [*10 ³ м ³]	Плотность нефти в поверх. условиях г/см ³	Пере- счетный коэф- фициент, д.ед	Начальны е геолог. запасы тыс.т	КИН	Извл. запасы
Ю-І, пласт А	10157	2884	1975	0,91	0,94	1689	0,431	728
Ю-І, пласт Б	18086	5083	3067	0,91	0,94	2624	0,431	1131
Ю-І, пласт Б1	8977	2472	1657	0,91	0,94	1417	0,431	611
	15502	4255	2712	0,91	0,94	2320	0,431	1000
						8050		3470

На участке (рисунок 2.4) в ячейках 5 нагнетательных скважин действуют 22 реагирующие скважины. Из них 16 скважин эксплуатируются ШГН и 6 скважин со спуском винтового насоса.

Показатели разработки и состояние начальных балансовых и извлекаемых запасов нефти участка объекта Ю-І представлены в таблице 2.2.

2.2 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Разработка данного месторождения ведется рекомендуемым и утвержденным к реализации 4 вариант разработки, который предусматривал:

- доукомплектование и корректировку ячеек скважин системы разработки эксплуатационных объектов: ячейки дополняются в местах отсутствующих скважин бурением новых скважин, возвратом скважин с других горизонтов, при отсутствии нагнетания переводом под закачку добывающей скважины и т.п.; все скважины, нарушающие систему и сетку останавливаются либо переводятся на другие объекты или другую категорию, при этом максимально достигается регулярность сетки;

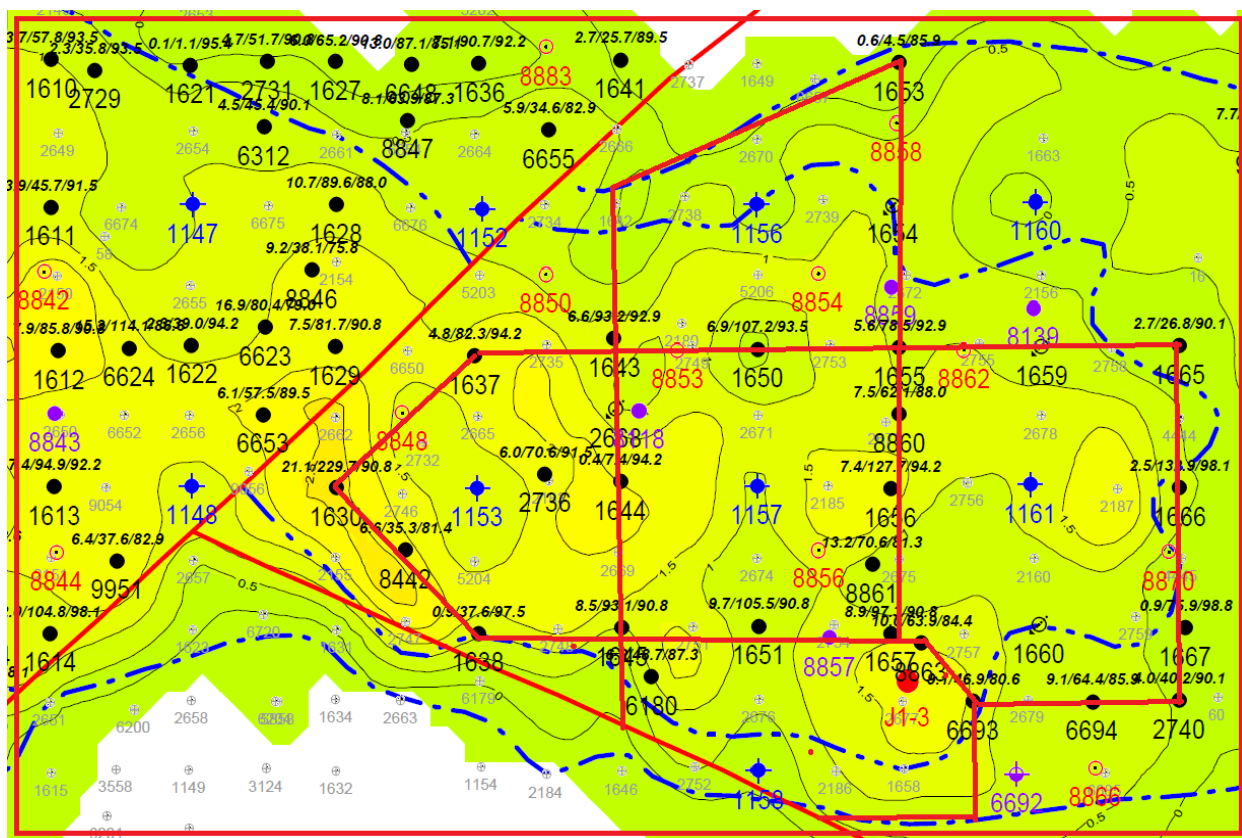


Рисунок 2.4- Месторождение Каламкас, горизонт Ю-I. Участок для расширения ОРЗ.

Таблица 2.8– Текущие показатели разработки участка объекта Ю-I.

Наименование параметра	Участок 1153-1156-1157-1158-1161
Пласт	Ю-I
Нагнетательные скважины	1153, 1156, 1157, 1158, 1161
Реагирующие добывающие скважины, 22 ед.	1630, 1637, 1638, 1643, 1644, 1645, 1650, 1651, 1653, 1655, 1656, 1657, 1665, 1666, 1667, 2736, 2740, 6180, 6693, 6694, 8442, 8860, 8861, 8863
Суммарный дебит нефти по участку, т/сут	6,9
Суммарный дебит жидкости по участку, т/сут	78,5
Средняя обводненность, %	91,2
Накопленная компенсация отбора закачкой, %	107,0
Средний дебит по нефти скважин участка, т/сут	6,44
Средний дебит по жидкости скважин участка, т/сут	75,95
Средняя приемистость нагнетательных скважин на 01.10.2016 г, м³/сут	305,3
Суммарная накопленная добыча нефти, тыс.т.	1302,9
Суммарная накопленная добыча жидкости, тыс.т.	7723,4
Накопленная закачка воды, тыс.м³.	8088,9
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т	8050,0
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	3470,0
Текущий коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,162
ВНФ (тек.), д.ед.	10,4
ВНФ (нак.), д.ед.	4,93
Минерализация закачиваемой воды, г/л	113,9

- бурение 287 скважин до нижнего нефтяного пласта, что позволяет в случае необходимости переводить их на другие объекты;

- в технологические подобъекты (ТП) 3 для увеличения производительности добывающих скважин применение технологии ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах;

- организацию индивидуальной системы повышенного давления (ИСПД) дополнительно с осуществлением роторно-циклического заводнения (РЦЗ);

- применение на участках ТП 1, ТП 2 и ТП (1+2). ВГВ предлагалось осуществить в период с 2012 до 2016 гг. в 160 нагнетательных скважинах [4].

По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении Каламкас пробурено 3258 скважин, из них 2196 добывающих, 721 нагнетательных, в контрольном фонде находятся 32 скважины, в консервации – 30 скважин, водозаборных – 84, газовых – 74, ликвидирована 121 скважина.

После составления проектного документа на разработку в период с 2008-2017 гг. были пробурены и введены в эксплуатацию 494 новых скважин, в том числе 442 добывающие и 52 нагнетательные. Также дополнительно пробурены 28 скважин-дублеров: 9 добывающих и 19 нагнетательных. Таким образом, на рассматриваемую дату проектный фонд скважин уже практически разбурен.

По состоянию на 01.01.2018 г. количество ликвидированных скважин по месторождению Каламкас с начала разработки составило 128 ед, в том числе из добывающего фонда – 62, из нагнетательного – 41, 18 скважин ликвидированы, как не получившие притока нефти, из газового фонда – 5 и из водозаборного фонда – 2.

За рассматриваемый период (2008-2017гг.) ликвидировано 62 добывающие, 41 нагнетательная скважины [4,5,6,9,10].

Основными причинами ликвидации добывающих скважин являются коррозия и аварии подземного оборудования, а также отсутствие продуктивных горизонтов. Большинство и добывающих, и нагнетательных скважин отработали свои сроки эксплуатации. Стоит отметить, что количество ликвидированных скважин от всего пробуренного фонда составляет 3,2%.

На дату анализа количество бездействующего фонда скважин месторождения Каламкас по добывающему фонду составил 55 скважин, по нагнетательному фонду – 23 скважин, что составляет 2,4% от всего пробуренного фонда.

В результате анализа имеющихся данных, в Авторских надзорах неоднократно отмечалась необходимость интенсификации работ по снижению обводненности, как вновь пробуренных, так и длительно эксплуатируемых скважин.

За период 2009-2017 гг. на месторождении были проведены возвраты на вышележащие горизонты по 264 скважинам. Максимальное количество возвращенных скважин приходится на Ю-1С, Ю-2С, Ю-3С, Ю-4С и Ю-І горизонты. Все скважины возвращены на вышележащие или нижележащие

горизонты по мере выработки запасов нефти на текущем горизонте.

Анализ энергетического состояния выявил зоны с незначительным снижением пластового давления в районе отдельных скважин. Разработаны соответствующие рекомендации [7,8].

Начиная с ноября 2010 г., на месторождении Каламкас начаты операции по бурению боковых стволов с горизонтальным окончанием (ББГС) в добывающих скважинах. Основным критерием для проведения ББГС в скважине явилось нахождение вблизи скважины больших остаточных запасов нефти, не дренируемых существующей сеткой скважин, а именно в песчаных «телах» между имеющимися добывающими скважинами вдали от промытых нагнетательными скважинами зон. Исходя из карт остаточных запасов нефти с учетом распространения песчаных тел, рассматривались окружающие добывающие скважины-кандидаты для проведения ББГС. Критериями при подборе скважин для ББГС являлись низкие дебиты, высокая обводненность, остаточные вовлеченные запасы по скважине.

По опыту бурения ББГС в 2012 г. было принято решение о бурении новых горизонтальных скважин. По состоянию на 01.01.2018 г. на месторождении Каламкас пробурена 41 горизонтальная скважина.

Одной из важнейших задач рациональной разработки месторождения является поддержание объемов добычи нефти. Уменьшение темпа падения добычи и ее стабилизация достигаются массированным применением различных видов геолого-технических мероприятий. На месторождении Каламкас за период 2011-2017 гг. успешно применялись следующие виды технологий [8]:

- Гидравлический разрыв пласта (ГРП).
- Соляно-кислотные обработки (СКО).
- Ударно-волновая обработка (УВО).
- Перераспределение фильтрационных потоков (ПФП).

Объемы и результаты применяемых технологий представлены в таблице 2.3 и на рисунке 2.5.

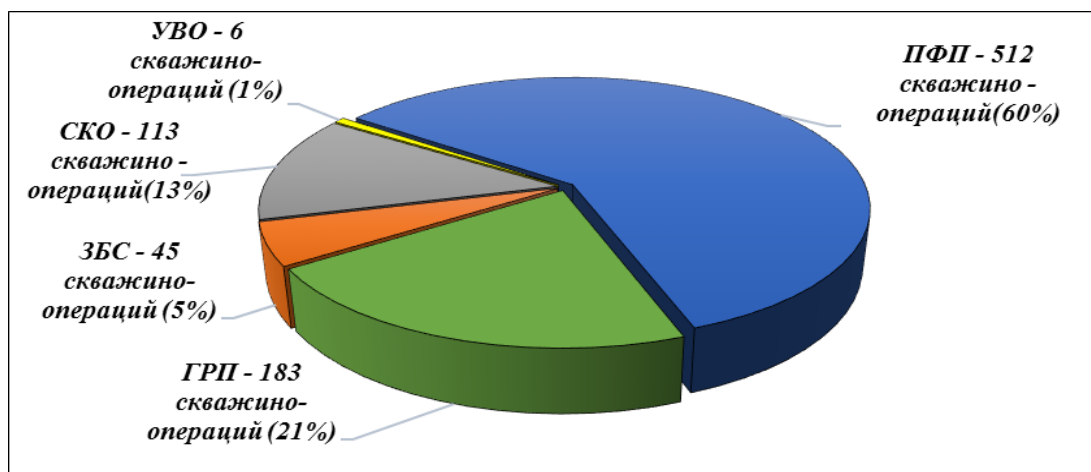


Рисунок 2.5 - Объемы проведения ГТМ за период 2011-2017 гг.

Таблица 2.3 - Результаты технологической эффективности применяемых технологий за 2011-2017 гг.

№ п/ п	Технологии		Количество скважин			Прирост нефти на скважину, т/сут	Накопле нная добыча нефти, тыс. т
			всего	анализируемые	с эффектом		
1	Гидравлический разрыв пласта	добывающие скважины	146	142	140	5,7	167,004
		при выводе из бурения	33	33	33	Q _н (ср) = 9,2 т/сут	
		при переводе на другой горизонт	2	2	2	Q _н (ср) = 4,6 т/сут	
		при переводе в нагнетательный фонд	2	2	2	Q _{пр} - 98м ³ /сут	
2	Зарезка боковых стволов (ЗБС)	добывающие скважины	45	44	44	16	82,8
3	Соляно-кислотная обработка (СКО)	нагнетательные скважины	82	82	59	Q _{пр} , (до) - 130 м ³ /сут Q _{пр} , (после) - 177 м ³ /сут	
		при переводе на другой горизонт	1	1	1	Q _{пр} - 37 м ³ /сут. P _{наг} - 6,4 МПа	
		при переводе из добывающего фонда	9	9	9	Q _{пр} - 111 м ³ /сут. P _{наг} - 6 МПа	
		в анализе ПВР, ПФП	9	-	-	-	
		нагнетательные скважины с применением колтюбинга	6	6	4	Q _{пр} , (до)= 74 м ³ /сут Q _{пр} , (после)= 123 м ³ /сут	
		добывающие скважины с применением колтюбинга	6	6	3	0,8	0,231
4	Ударно-волновая обработка (УВО)	добывающие скважины	3	3	2	0,7	0,04
		нагнетательные скважины	3	3	3	Q _{пр} , (до) - 145 м ³ /сут Q _{пр} , (после) - 167 м ³ /сут	
5	Перераспределение фильтрационных потоков (ПФП)	нагнетательные скважины	512	455	231	Q _{пр} , (до) - 247 м ³ /сут Q _{пр} , (после) - 240 м ³ /сут	
		реагирующие добывающие скважины	-	2705	1183	0,5	168,0

Как следует из представленных данных, за анализируемый период 2011 - 2017 гг. проведено 859 скважино-операций, в том числе: ПФП – 512 скважино-операций, ГРП – 183 скважино-операций, СКО – 113 скважино-операций, УВО – 6 скважино-операций, ЗБС – 45 скважино-операций. Наибольшее количество проведенных скважино-операций приходится на ПФП - 512 скважино-операций.

В большинстве случаев нефтяные месторождения многопластовые. Одновременная разработка нескольких пластов возможна только при одинаковых физико-химических свойствах нефтей в различных пластах; если достаточен приток нефти и газа из каждого пласта при допустимом забойном давлении в скважине; при близких значениях пластового давления в объединяемых пластах, исключающих перетоки нефти между пластами; если близка степень обводнения продукции пластов.

В ряде случаев в эти условия в комплексе или в отдельности не соблюдаются и тогда применяют раздельную эксплуатацию нескольких пластов одной скважиной.

Причем, если несовместимы только пластовые условия при одинаковых свойствах нефтей, то применяют раздельную эксплуатацию пластов со

смещением потоков их продукции в стволе скважины. Если же несовместимы и другие условия совместной эксплуатации пластов, продукция их поднимается на поверхность по различным каналам.

При выборе пластов для отдельной эксплуатации учитывается также ряд других факторов- степень выработки пластов, суммарный отбор по скважинам, положение начальных и текущих контуров нефтеносности по отношению к скважинам, продуктивность пластов, мощности пластов и разделяющих их непроницаемых перемычек, исправность обсадных труб и цементного кольца.

Многопластовые залежи с различными физико- геологическими условиями в пластах разрабатывались путем поочередного введения пластов в эксплуатацию по схеме «снизу вверх».

Такая система замедляет разработку залежи, сопровождается потерей значительного количества продукции, остающейся в маломощных пластах и участках, имеющих местное распространение и не охватываемых разработкой.

Широкое распространение одновременно- отдельной закачки (ОРЗ) нескольких пластов с использованием одной сетки скважин- мощное средство повышения технико- экономической эффективности разработки месторождений.

Этот способ позволяет снизить металлоемкость, себестоимость нефти, сократить время эксплуатации многопластовой залежи. Увеличить нефтеотдачу пластов за счет дифференцированных перепадов давлений при эксплуатации пластов с различными физико- геологическими условиями.

Использование ОРЗ позволяет уплотнить сетки эксплуатационных и нагнетательных скважин (при одинаковом их числе, что и при разработке пластов самостоятельными сетками).

При этом удастся увеличить как текущую добычу нефти, так и конечную нефтеотдачу за счет охвата разработкой прерывистых, линзовидных коллекторов.

2.3 Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого- физическим характеристикам пластов

В разрезе месторождения Каламкас установлена промышленная нефтегазоносность в меловых и юрских отложениях. В меловых отложениях выделяются 8 газовых залежей, в юрских отложениях - тринадцать продуктивных горизонтов, из них 9 - газонефтяные залежи Ю, Ю-5С, Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С, Ю-1С, Ю-I, Ю-II, Ю-III сосредоточены в верхней части продуктивной толщи, и 4 – нефтяные залежи Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII - в нижней [6,9].

Из тринадцати горизонтов, пять (Ю-5С, Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С, Ю-1С) имеют ограниченное распространение на крыльях и периклиналях структуры и к ним приурочены стратиграфически-экранированные залежи, и семь (Ю-I,

Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII) имеют распространение в своде структуры - к ним приурочены пластовые сводовые залежи. Кроме данных горизонтов в кровле отложений юры залегает базальный пласт песчаника толщиной порядка 10 м, который прослеживается по всей площади (горизонт Ю).

При обосновании выделения эксплуатационных объектов разработки была проведена оценка всех определяющих критериев выделения объектов, к которым отнесены: характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, эффективные нефтенасыщенные толщины, размер, форма и конфигурация залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства насыщающих флюидов.

В настоящее время месторождение Каламкас разрабатывается на основе Уточненного проекта разработки. В работах по анализу разработки месторождения последних лет, выполненных АО «КазНИПИМунайгаз», уточнялись основные технологические показатели разработки на период 2014-2016 годы, но положения проектного документа не пересматривались.

В реализуемом варианте разработки месторождения были выделены 11 основных эксплуатационных объектов с разбуриванием их самостоятельными сетками скважин (кроме VII и VIII объектов - залежь Ю-5С и Ю-VII горизонтов) и 1 возвратный:

- I объект – газонефтяная залежь Ю-I горизонта,
- II объект – газонефтяная залежь Ю-II горизонта,
- III объект – газонефтяная залежь Ю-III горизонта,
- IV объект – нефтяная залежь Ю- IV горизонта,
- V объект – нефтяные залежи Ю-V и Ю-VI горизонтов,
- VI объект – нефтяная залежь Ю-VII горизонта,
- VII объект – газонефтяная залежь Ю-5С горизонта,
- VIII объект – газонефтяная залежь Ю-4С горизонта,
- IX объект – газонефтяная залежь Ю- 3С горизонта,
- X объект – газонефтяная залежь Ю-2С горизонта,
- XI объект – газонефтяная залежь Ю-1С горизонта.

При последнем подсчете запасов (2007 г.) продуктивный горизонт Ю-5С разделен на два самостоятельных подсчетных объекта Ю-5Ск и Ю-5Ст (карбонатную и терригенную толщи). Данное обстоятельство вызвано различными типами коллекторов, вещественным составом, коллекторскими свойствами и нижними пределами фильтрационных параметров, к тому же они залегают между собой, со стратиграфическим несогласием. Но, учитывая сложившееся состояние, по которому исторически на разбуренной части горизонта (в основном западная часть) многие скважины эксплуатируются совместно на обе пачки и только на 40% недренируемой части площади распространяется смешанный коллектор, а на остальной ее части распространен либо только терригенный (в большинстве – 52%), либо только

- карбонатный коллектор (всего 8%), не целесообразно делить этот горизонт на 2 эксплуатационных объекта. Поэтому пачки Ю-5Ск и Ю-5Ст выделяются, как и прежде, в один эксплуатационный объект.

К тому же необходимо отметить, что этот горизонт далее будет разрабатываться существующим фондом и фондом, который будет переводиться с нижних горизонтов, чему способствует адаптивная система разработки объектов. Бурение на него нерентабельно из-за низких дебитов.

Горизонт Ю-VII далее намечено разрабатывать фондом, который будет переводиться с нижних горизонтов, чему способствует незначительная площадь нефтеносности, небольшие запасы (немногим более 0,1% от запасов месторождения), сложный характер насыщения разреза и существующая хорошая возможность эксплуатации горизонта возвратным фондом нижележащих продуктивных горизонтов. Поэтому на данный объект бурение самостоятельной сетки скважин не предусматривается, поскольку нерентабельно из-за низких дебитов.

Возвратным объектом является горизонт Ю, залегающий над поверхностью размыва, к которому приурочена газонефтяная залежь с нефтяной оторочкой. Основные причины выделения этого горизонта, как и прежде, в качестве возвратного – незначительная эффективная нефтенасыщенная толщина (2-3 метра), небольшие запасы, сложный характер насыщения разреза и существующая хорошая возможность эксплуатации горизонта возвратным фондом всех нижележащих продуктивных юрских горизонтов. Поэтому на него не будет буриться самостоятельная сетка скважин.

На вышеперечисленные горизонты (Ю-5С, Ю-VII и Ю-0) не предусматривается бурение самостоятельной сетки скважин, разработку данных объектов планируется осуществлять возвращаемыми с нижележащих горизонтов скважинами, которые относятся к следующим категориям:

- бездействующие на нижних горизонтах;
- действующие на нижних горизонтах - после отработки;
- проектные на нижних горизонтах - после отработки;
- бездействующие на нижних горизонтах, предварительно рекомендуемые 1) к выводу из б/д на своих горизонтах, 2) к переводу на другой горизонт.

Геолого-промысловое обоснование применения одновременно-раздельной закачки. ОРЗ пластов на многопластовых месторождениях - один из основных методов регулирования разработки. Создание независимых систем разработки объектов с использованием технологии ОРЗ - это целенаправленное изменение условий разработки продуктивных пластов в рамках принятых технологических решений. ОРЗ необходима для тех пластов (одного объекта разработки), эксплуатация которых общим фильтром нежелательна по геолого-промысловым параметрам. При совместной работе высоко- и низко-проницаемых пластов объекта целесообразно эксплуатировать его с применением ОРЗ, разделив на две части (высоко- и

низко-проницаемые пласты).

Геолого-промысловые данные, полученные по результатам эксплуатационного бурения и разработки месторождения по состоянию на 01.01.2018 г., позволили уточнить геологическое строение залежей УВ. При этом, существенных изменений в геологическом строении месторождения: фильтрационно-ёмкостных свойствах пластов-коллекторов и насыщающих их пластовых флюидов, положении ГНК и ВНК, распределении запасов нефти по горизонтам не произошло, что позволяет в данном документе выделенные объекты разработки оставить без изменения [10].

Залежи, в которых запасы нефти оценены по категории запасов С2, рассматриваются как объекты доразведки и перевода в более высокие категории, в процессе дальнейшей эксплуатации месторождения (таблица 2.4).

Таблица 2.4 - Распределение геологических запасов нефти по горизонтам

Продуктивные горизонты	Геологические запасы нефти		Длительность эксплуатации, лет	Отбор от ОИЗ, %
	тыс.т	%		
Ю-0	11074	1,7%	29,4	8,7
Ю-5С	31708	4,9%	38,4	70,9
Ю-4С	70863	10,9%	38,4	65,5
Ю-3С	61030	9,4%	38,4	64,5
Ю-2С	62629	9,7%	37,9	56,7
Ю-1С	108864	16,8%	38,4	68,3
Ю-I	97783	15,1%	38,4	80,1
Ю-II	41242	6,4%	38,4	80,9
Ю-III	75359	11,6%	38,4	70,0
Ю-IV	56014	8,7%	37,9	95,0
Ю-V+VI	30391	4,7%	37,7	90,4
Ю-VII	448	0,1%		
Всего по мест-ю:	647405			72,9

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов разработки приведены в таблице 2.5.

2.4 Техника и технология ОРЭ

2.4.1 Цели и задачи технологии ОРЭ

Технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) представляет собой закачку технологической жидкости одной скважиной отдельно в разные пласты при разном давлении в соответствии с коллекторскими свойствами каждого пласта с целью более равномерной выработки пластов [11].

Таблица 2.5- Исходные геолого-физические параметры эксплуатационных объектов

Параметры \ Объект разработки	Ю-0	Ю-5С		Ю-4С	Ю-3С	Ю-2С	Ю-1С	Ю-1	Ю-II	Ю-III	Ю-IV	Ю-V	Ю-VI	Ю-VII
Тип коллектора	теригенный поровый	карбонатный	теригенный	теригенный поровый	теригенный поровый	теригенный поровый	теригенный поровый	теригенный поровый	теригенный поровый	теригенный поровый	теригенный поровый	теригенный поровый	теригенный поровый	теригенный поровый
Средняя глубина залегания, м	725	790		780	765	755	743	725	758	784	802	841	879	890
Тип залежи	ПС	ПСЭ		ПСЭ	ПСЭ	ПСЭ	ПСЭ**	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС	ПС
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	53372	57563	80880	71948	65051	63219	71896	67319	46460	59556	29984	13806	5590	748
Средняя общая толщина, м	3,2	4,0	2,8	19,1	12,1	14,8	13,5	19,5	8,0	17,4	18,1	17,8	14,9	15,0
Средняя нефтенасыщенная толщина (ср.взв.), м	2,1	2,8	2,3	8,3	7,1	7,1	9,8	9,7	5,9	9,5	11,8	12,1	7,8	8,7
Пористость, %	0,27	0,21	0,29	0,28	0,28	0,28	0,28	0,27	0,28	0,27	0,28	0,28	0,28	0,29
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,54	0,50	0,55	0,60	0,62	0,62	0,66	0,66	0,64	0,60	0,71	0,64	0,65	0,52
Проницаемость (по керну)*, мкм ²	0,363	0,031	0,069	0,259	1,273	0,412	0,423	0,968	0,972	0,552	0,844	1,151	0,055	0,036
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,80		0,83	0,54	0,68	0,61	0,75	0,62	0,78	0,60	0,76	0,73	0,78	0,74
Коэффициент расчлененности, доли ед.	1,43		1,15	3,14	2,80	3,02	2,53	3,41	2,01		2,76	3,20	2,61	2,11
Начальная пластовая температура, °С	40,0	39,0	39,0	40,0	40,7	39,5	39,0	40,0	41,5	38,5	40,8	43,0		
Начальное пластовое давление, МПа	9,18	9,18	9,18	9,38	9,47	9,33	9,34	9,46	9,42	9,57	9,50	9,5		
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	14,1	18,5		22,0	18,8	24,6	14,9	18,5	21,4	22,4	19,5	9,7		
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,833	0,9		0,886	0,841	0,875	0,872	0,856	0,884	0,863	0,883	0,888		
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,896	0,9		0,900	0,907	0,895	0,896	0,904	0,907	0,908	0,904	0,908		0,914
Объемный коэффициент нефти, ед.	1,070	1,0		1,049	1,045	1,043	1,057	1,039	1,050	1,055	1,040	1,079		1,036
Содержание серы в нефти, %	1,47	1,3		1,29	1,4	1,4	1,09	1,45		1,21			1,22	
Содержание парафина в нефти, %		3,2		3	2,8	2,9	2,8	2,7	2,6	3,6	3,7		3,8	
Давление насыщения нефти газом, МПа	7,0	6,0		7,0	4,8	3,9	4,8	4,1	7,0	4,9	5,1	5,6		
Газосодержание нефти, м ³ /т	24,5	24,5		25,4	25,2	25,7	26,6	22,2	27,9	26,3	20,3	28,7		28,7
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,6	0,6		1,0	1,0	1,1	1,1	1,0	0,6	1,0	0,9	0,8		0,6
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,08	1,1		1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,1		1,08
Послойная неоднородность по проницаемости	2	2,587	2,486	2,112	1,732	1,875	1,105	0,834	0,052	1,212	0,277	1,846	1,193	0,1
Зональная неоднородность по коэффициенту продуктивности	1,5	2,497	2,567	2,105	2,133	1,218	1,415	1,585	0,152	0,64	0,51	2,3	1,356	0,1
Доля неколлектора, д.ед.	0,272	0,265	0,272	0,08	0,15	0,085	0,073	0,04	0,0312	0,0235	0,05	0,075	0,046	0,012
Линейный размер, км	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т (утв. в ГКЗ)	11074	10064	21644	70863	61030	62711	108864	97783	41242	75359	56014	24019	6372	448
в том числе: по категории А+В+С1/С2	11074/0	10064/0	21644/0	70863/0	61030/0	62629/82	108864/0	97783/0	41242/0	72359/0	56014/0	24019/0	6372/0	448/0
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т (утв. в ГКЗ)	447	1507	3259	19783	17777	20298	37300	34491	19904	28085	18595	5672	1687	376
в том числе: по категории А+В+С1/С2	447/0	1507/0	3259/0	19783/0	17777/0	20274/24	37300/0	34491/0	19904/0	28085/0	18595/0	5672/0	1687/0	376/0
Коэффициент нефтеизвлечения по категориям А+В+С1/С2, доли ед.	0,040/0	0,150/0	0,151/0	0,279/0	0,291/0	0,324/0,293	0,343/0	0,353/0	0,483/0	0,373/0	0,332/0	0,236/0	0,265/0	0,839/0

Применение одновременно-раздельной закачки воды в несколько пластов имеет целью регулирование процессов выработки запасов из коллекторов, неоднородных по проницаемости. Если при совместной эксплуатации нескольких пластов некоторые из этих пластов вообще не охвачены воздействием, например, из-за низкой проницаемости или из-за невозможности создать на них предельный градиент давления, то в этом случае они ничем не отличаются от неперфорированных пластов. При этом ускоренное продвижение фронта вытеснения нефти водой по высокопроницаемым пластам приводит к прорывам воды к забоям добывающих скважин и, как следствие, возрастают объем попутно добываемой воды и затраты на ее нагнетание. Это в лучшем случае приводит к повышению себестоимости добычи нефти, а в худшем случае - выводу обводненной скважины из эксплуатации вместе с потерей неосвоенных запасов нефти, оставшихся в низко проницаемых пластах. Практика совместной закачки воды в несколько пластов приводит также к потере информации о фактических закачках воды в каждый из пластов.

Противоречие «экономических соображений» и охраны недр при выборе эксплуатационных объектов уже сейчас можно урегулировать, если использовать технологию одновременно-раздельной закачки воды в несколько эксплуатационных объектов через одну скважину. Данная технология является частью технологии одновременно раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (технология ОРРНЭО).

Область применения технологии ОРЭ

Область применения технологии ОРЭ включает в себя способы регулирования закачки воды (аналогично и газа) по отдельным пластам:

- подведение к устью нагнетательной скважины водоводов высокого и низкого давлений и подачу воды по колонне НКТ и по затрубному пространству в разобщенные пакером пласты;
- подачу воды под высоким давлением по одному каналу и распределение ее по отдельным пластам при помощи сменных или регулируемых забойных штуцеров;
- периодическую закачку воды в высокопроницаемые пласты путем отключения их пакерами или эластичными шариками; комбинацию рассмотренных методов.

Также в область применения технологии входят:

- скважины с различными коллекторскими свойствами пластов;
- присоединение к уже эксплуатируемому горизонту другого, с отличающимися коллекторскими свойствами;
- скважины с большим расстоянием между пластами.

Применение комплекса позволяет:

- регулировать на устье объемы и давление закачки в каждый горизонт;
- проводить раздельную закачку и (или) отключение каждого интервала;

- защищать эксплуатационную колонну от воздействия закачиваемой агрессивной среды.

2.4.2 Преимущества применения технологии ОРЭ

Преимущественно применение технологии ОРЭ позволяет [11,12]:

- сократить объемы бурения за счет использования одной скважины с целью уменьшения числа нагнетательных скважин при обеспечении проектных объемов закачки;
- снизить эксплуатационные расходы (переменные затраты) (на 20-40%);
- уменьшить вероятность замерзания фонтанной арматуры и выкидных коллекторов нагнетательных скважин из-за низкой проницаемости пласта;
- повысить эффективность использования скважин и скважинного оборудования;
- уменьшить вероятность образования не герметичности эксплуатационной колонны;
- сократить протяженность и направления в системе водоводов;
- сократить число кустовых насосных станций;
- обеспечить возможность эксплуатации одновременно нескольких объектов, имеющих разные коллекторские свойства пластов;
- повысить рентабельность отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки;
- включить в работу неработающие интервалы (пласты) нагнетательных скважин, тем самым увеличить объем добычи нефти по окружающим скважинам за счет вытеснения.
- увеличить добычу нефти на 20-40 % за счет дифференцированного и управляемого воздействия на каждый из пластов;
- увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов за счет разукрупнения объектов разной проницаемости и разной насыщенности и повышения степени охвата их заводнением;
- обеспечить учет закачиваемой воды (агент) в каждый из пластов;
- предупредить межпластовые перетоки по стволу скважины в момент ее остановки и при малых репрессиях.
- нестационарно воздействовать на пласты, изменяя их режимы;
- обеспечить повышенные репрессии на низкопроницаемые нефтенасыщенные пласты с одновременным ограничением закачки воды в высокопроницаемые пласты;
- регулировать направления и скорости фильтрации пластовых флюидов, оперативно управляя полем пластовых давлений;
- контролировать разработку отдельных пластов.

2.4.3 Особенности применения оборудования при ОРЭ

Для технологии ОРЭ были выбраны 4 нагнетательные скважины: 1147 (12.05.2016г.), 5198 (25.05.2016г.), 3070д (22.06.2016г.) и 3063 (03.07.2016г.). Закачка рабочего агента (воды) осуществляется по двухлифтовой колонне труб (труба в трубе), внутренняя НКТ с условным диаметром 48 мм и наружная с условным диаметром 89 мм, для разобщения пластов используется пакер [11, 13].

Устье скважин оборудовано специальным устьевым оборудованием для ОРЭ. Регулирование закачки производится с помощью штуцера, манометра и расходомера установленными на устьевом оборудовании (таблица 2.6).

В эксплуатацию вводились установки с различной производительностью производства «Хэйлунцзянская компания по производству нефтяного оборудования «Цзинхун»» (КНР).

Модель устьевого оборудования: JHZSJK-00.

Конструкция комплекта двухтрубного оборудования ОРЭ

Оборудование ОРЭ составляет из нагнетательной устьевой арматуры, контрольных приборов, задвижек, наружной НКТ, внутренней НКТ, двух пакеров, водораспределителя, герметического цилиндра и другие принадлежности (рисунок 2.6).

Таблица 2.6 – Основные параметры и технические характеристики устьевого оборудования

Марка	JH
Модель	JHZSJK-00
Диаметр фланца нижнего соединения	195мм.
Размер фланца бокового соединения	3 1/8"
Диаметр внутреннего прохода	65мм.
Количество отверстия нижнего фланца	8
Диаметр отверстия нижнего фланца	Φ23
Расстояние между центрами отверстия нижнего фланца	160мм.
Диаметр входной трубы	2шт по – 90 мм. 2шт по – 115мм.
Габаритные размеры	490*410*1480

Как правило, типовая компоновка оборудования ОРЭ должна быть ниже:

На устье скважина монтируются приборы для отдельного учета объемов закачки воды и устройства для регулирования объемов закачки. На низ подвески спускается герметичный цилиндр с направляющей головкой на НКТ 3.5 дюйма на глубину 2-3 метра выше интервалов перфорации первого горизонта. Цилиндр герметично отсекает воду, закачиваемую в вышележащий объект разработки. Два пакера, обеспечивающие дополнительную герметичность разобщенных объектов, устанавливаются на – метров выше эксплуатируемых объектов. Водораспределитель, осуществляющий распределение воды в вышележащий объект, устанавливается в середину интервалов перфорации. Все оборудование [герметичный цилиндр + НКТ 3.5

дюйма + пакер (1) + НКТ 3.5 дюйма + водораспределитель + НУТ 3.5 дюйма + пакер (2)] спускается на НКТ диаметром 3.5 дюйма, направляющая головка спускается на НКТ диаметром 1,9 дюйма и вставляется в герметичный цилиндр. НКТ опрессовывают на 180 атм. для последующей установки пакеров. Распакеровка пакера производится под давлением 120 атм., далее повышением давления до 150 атм. срезаются штифты, удерживающие внешнюю крышку на водораспределителе, и внешняя крышка сползает, открывая отверстия для закачки агента в вышележащий пласт. Затем определяется приемистость для меловых и юрских горизонтов.

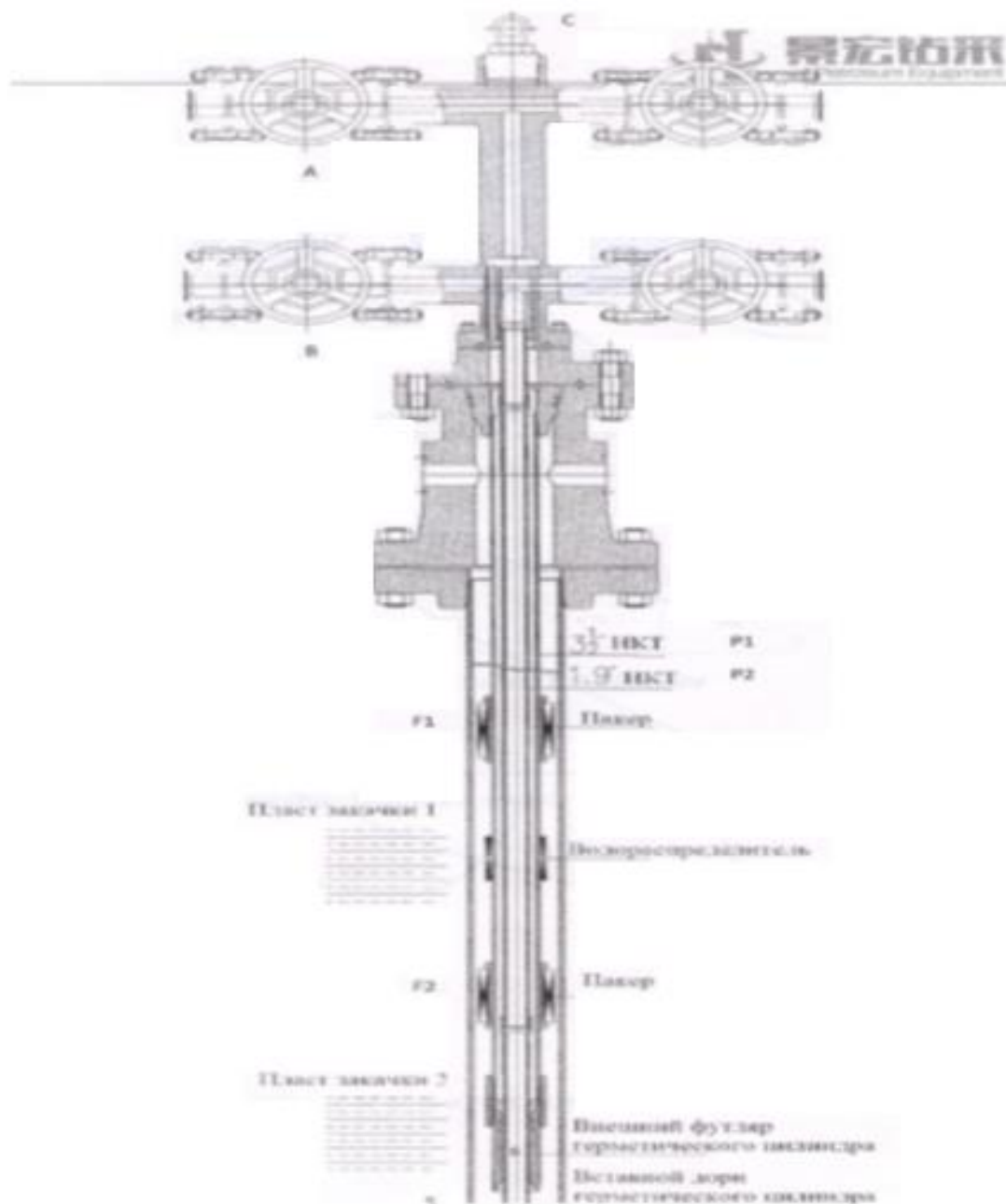


Рисунок 2.6 – Конструкция двухтрубного оборудования ОРЭ

При одновременной закачке в два разрабатываемых пласта в нагнетательных скважинах требуется систематический тщательный контроль за интенсивностью заводнения каждого из них.

Принцип работы комплекта двухтрубного оборудования ОРЭ

1) спускать трубы p1 и p2 в обсадную трубу, чтобы создать затрубное пространство между колоннами p1 и p2.

2) через вход А по колонну p1 вода нагнетена во верхний пласт, и через вход В по колонну p вода нагнетена в нижний пласт.

3) герметический цилиндр в нижнем конце колонны p с вставным дорном колонны p вместе плотно закрывают затрубное пространство между колоннами p1 и p2, чтобы обеспечить отдельную закачку и отдельное регулирование.

4) пакеры f1 и f2 в колонне p1 плотно закрывают пласт 1 и разобщают пласт 1 с пластом 2. Эти два пакера еще держат давление при работе.

5) можно спускать каротажный прибор через вход С с целью измерения скважинных параметров.

Применение комплекса позволяет:

- регулировать на устье объемы и давление закачки в каждый горизонт;
- проводить раздельную закачку и (или) отключение каждого интервала;
- защищать эксплуатационную колонну от воздействия закачиваемой агрессивной среды.

Конструктивная особенность комплекса:

- В каждый из интервалов жидкость подается по отдельному каналу (в верхний – по колонне НКТ48, в нижний – по колонне НКТ89);
- Монтаж происходит за 2 СПО.

Принцип монтажных работ оборудования ОРЭ

1. За первую операцию в скважину на необходимую глубину спускается хвостовик, пакер осевой установки, необходимое количество труб НКТ73, разобщитель 25-RHBM-02 с цилиндром манжетного уплотнения на трубах НКТ89, пакер опорной установки, колонна труб НКТ89 и крестовина устьевой арматуры. Происходит посадка пакеров по инструкции на данное оборудование.

2. За вторую операцию в скважину (внутри колонны НКТ89) спускается ниппель с манжетными уплотнениями на колонне труб НКТ48 до упора в кожухе, далее планшайба устьевой арматуры. Далее сборка устьевой арматуры и обвязка устья согласно схеме (рисунок 2.7).

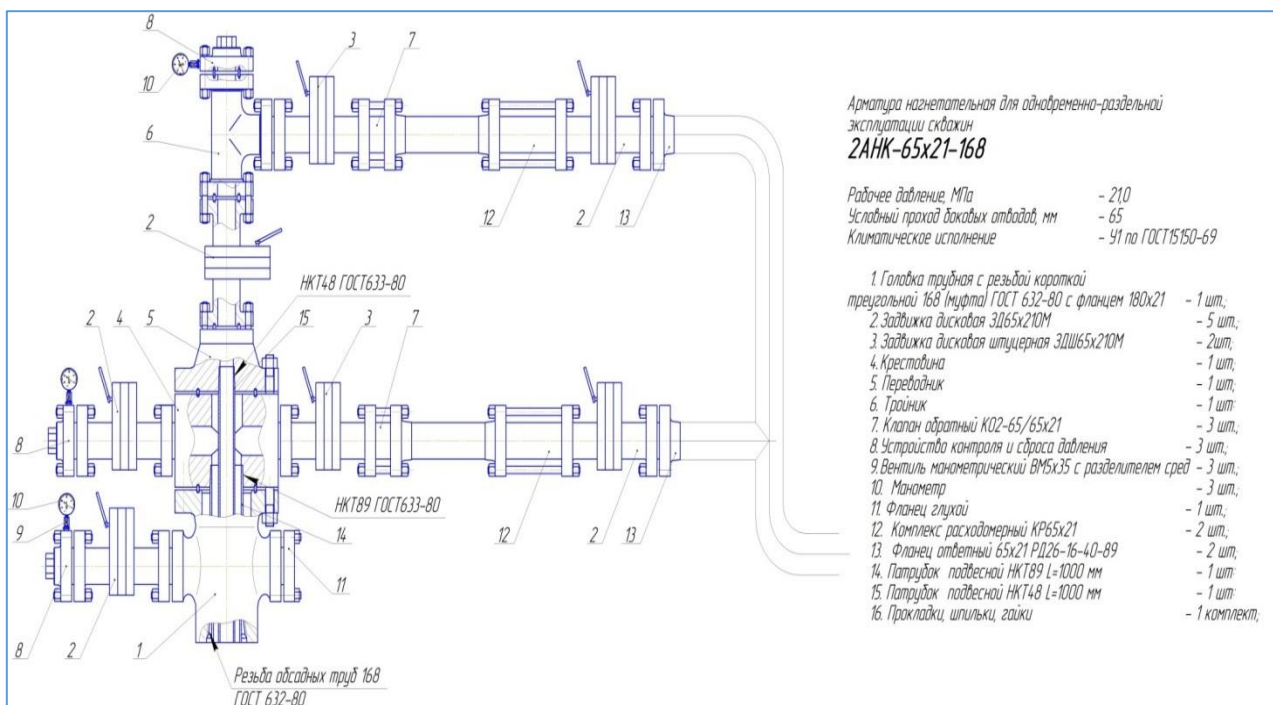


Рисунок 2.7- Конструкция арматуры устьевого оборудования нагнетательной скважины 2АНК-65x21-168

Конструктивные особенности устьевой арматуры ОРЗ [13]:

- устьевая арматура обеспечивает раздельную закачку в оба интервала;
- необходимый расход жидкости обеспечивается применением штуцеров;
- для контроля расхода закачиваемой жидкости применяются расходомеры.

Пакерная конструкция ОРЭ

Среди предложенного оборудования ОРЭ можно выделить одно и двухпакерные конструкции. Второй, верхний, пакер применяют при необходимости закачки воды в верхний пласт под давлением, превышающим прочностную характеристику обсадной колонны. При закачке в три и более пластов могут использоваться одно- и многоколонные конструкции с применением забойных регуляторов расхода. Для данной технологии ОРЭ рекомендует применить механические пакеры типов «ПРО-ЯВЖТ-С» и ПРО-ЯМОЗ-ЯГЗ(М) (рисунок 2.8-2.10).

Конструктивные особенности пакера типа 1 «ПРО-ЯВЖТ-С»

- пакеры предназначены для работы с упором на забой или на другой, расположенный под ним, пакер;
- пакеры содержат верхнее механическое заякоривающее устройство;
- пакер ПРО-ЯВЖТ многократного действия за одну СПО;

- пакер ПРО-ЯВЖ-Т-С содержит срезные штифты для регулирования нагрузки первичной посадки, при использовании его в двухпакерной компоновке;
- высокая ремонтопригодность.



Рисунок 2.8 – Конструкция пакера «ПРО-ЯВЖТ-С»



Рисунок 2.9 - Конструкция пакера «ПРО-ЯМОЗ-ЯГЗ(М)»

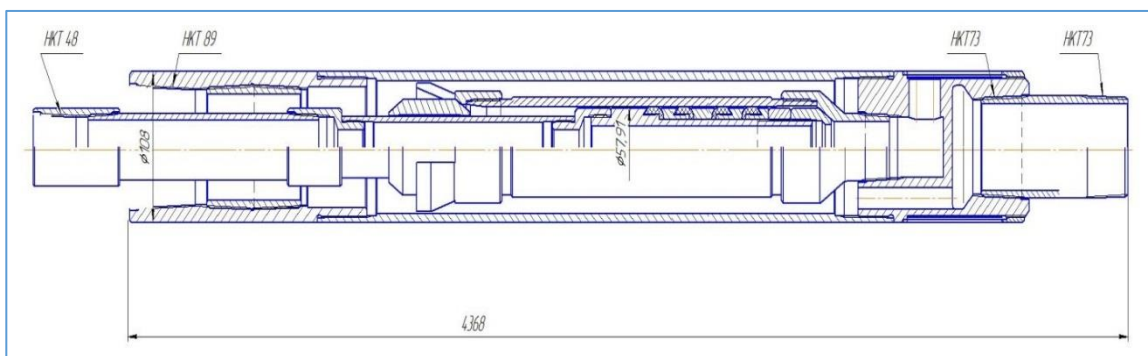


Рисунок 2.10 - Конструкция кожуха

Конструктивные особенности пакера про-ямоЗ-ягЗ(м)

- пакер устанавливается в скважине механически, путем осевых перемещений колонны труб, приводится в транспортное положение натяжением колонны труб;
- для удерживания пакера от перемещения вверх служит верхнее гидравлическое заякоривающее устройство, которое приводится в действие после пакеровки скважины путем создания внутритрубного давления;
- оборудование многократного действия за одну СПО;
- высокая ремонтопригодность.

Конструктивные особенности кожуха:

- кожух имеет разобщитель для обеспечения раздельной закачки жидкости в два горизонта;
- герметичное присоединение колонны НКТ 48 к разобщителю осуществляется посредством подвижного замка с манжетным креплением

2.4.4 Обоснование применения технологической схемы ОРЭ

Главной отличительной особенностью данной технологии являются: поочередный спуск секций пластов, проверка герметичности пакера (снизу и сверху) для каждой последующей секции, соответствующей интервалу, на который нужно и можно создавать дифференцированную репрессию. Это позволит предупредить перетоки как между выбранными интервалами – пластами через пакер в момент закачки (при различных репрессиях для разных интервалов), так и через колонну труб в момент остановки, несмотря даже на существенное различие в пластовых давлениях, а также гарантировать надежное извлечение многопакерной установки из скважины для ревизии или ремонта [11,13,14].

Данная технология позволяет исследовать отдельно каждый из выделенных интервалов и устанавливать для них оптимальное значение репрессии с учетом существующих ограничений.

Для реализации технологии используется скважинная установка, состоящая из колонны труб с несколькими пакерами, количество которых совпадает с количеством секций, причем каждая секция включает, по меньшей мере, одну скважинную камеру с клапаном, регулирующим поток. При этом один или несколько пакеров сверху оснащены разъединителем колонны труб без или с термокомпенсатором, или отдельным телескопическим соединением для раздельного спуска и извлечения каждой секции из скважины, а также снятия напряжения колонны труб.

Двухпакерная компоновка для ОРЭ (на 35 МПа) 2ПРОК-ОРЗ

Применяется для поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений с одновременно-раздельной закачкой воды в несколько продуктивных горизонтов для эксплуатационных колонн с условным наружным диаметром 140-178 мм (рисунок 2.11).

Достоинства

- одновременно-раздельная закачка по одному лифту НКТ;
- смена штуцеров геофизическим подъёмником за 1 спуско-подъемную операцию;
- проведение комплексных исследований – как общих, так и каждого пласта индивидуально;
- геофизическое исследование профиля приемистости нижнего пласта с выходом из НКТ;

- измерение расхода и давления закачки стандартным геофизическим оборудованием;
- отсутствует необходимость использования скважинных камер и канатной техники;
- установка разделителя возможна его простым сбросом в колонну НКТ;
- устанавливать и извлекать компоновки за 1 спуско-подъемную операцию.

Технические характеристики

Шифр	Обсадная колонна, мм		Наружный диаметр компоновки, мм	Диаметр проходного канала, мм (не менее)	Диаметр НКТ между пакерами, мм	Присоединительная резьба компоновки по ГОСТ 633-80 ¹	
	Условный диаметр	Толщина стенок				Верх (муфта)	Низ (ниппель)
2ПРОК-ОРЗ-1-118-50- 350-Т100 ² -КЗ-Х ³	140	6-8	118	50	73÷89	73	73
	146	9-11					
2ПРОК-ОРЗ-1-122-50- 350-Т100 ² -КЗ-Х ³	146	6,5-9	122				
2ПРОК-ОРЗ-1-140-50- 350-Т100 ² -КЗ-Х ³	168	8-11	140				
2ПРОК-ОРЗ-1-142-50- 350-Т100 ² -КЗ-Х ³	168	7,3-8,9	142				
2ПРОК-ОРЗ-1-145-50- 350-Т100 ² -КЗ-Х ³	168	7,3-8	145				

Примечание:

¹По заказу комплектуются переводниками под применяемые типоразмеры НКТ.

²По отдельному заказу поставляется на $T=150^{\circ}\text{C}$

³Номер комплектации.

Двухпакерная компоновка для одновременно-раздельной закачки в два пласта с системой телеметрии 2ПРОК-ОРЗТ

Применяется для одновременно-раздельной закачки в два пласта по одному лифту НКТ в эксплуатационных колоннах с условным наружным диаметром труб 140-178 мм (рисунок 2.12).

Достоинства

- смена штуцеров геофизическим подъемником за 1 спуска-подъемные операции;
- установка разобщение интервалов эксплуатационной колонны;
- выполняет все требования, предъявляемые к оборудованию для ОРЗ;
- отслеживать забойные давления и объем закачиваемой жидкости в режиме реального времени.

Технические характеристики

Шифр	Обсадная колонна, мм		Наружный диаметр компоновки, мм	Диаметр проходного канала, мм (не менее)	Диаметр НКТ между пакерами, мм	Присоединительная резьба компоновки по ГОСТ 633-80 ¹	
	Условный диаметр	Толщина стенок				Условный диаметр	Толщина стенок
2ПРОК-ОРЗТ-1-118-50- 350-Т100 ² -КЗ-Х ³	140	6-8	118	50	73÷89	73	73
	146	9-11					
2ПРОК-ОРЗТ-1-122-50- 350-Т100 ² -КЗ-Х ³	146	6,5-9	122				
2ПРОК-ОРЗТ-1-140-50- 350-Т100 ² -КЗ-Х ³	168	8-11	140				
2ПРОК-ОРЗТ-1-142-50- 350-Т100 ² -КЗ-Х ³	168	7,3-8,9	142				
2ПРОК-ОРЗТ-1-145-50- 350-Т100 ² -КЗ-Х ³	168	7,3-8	145				

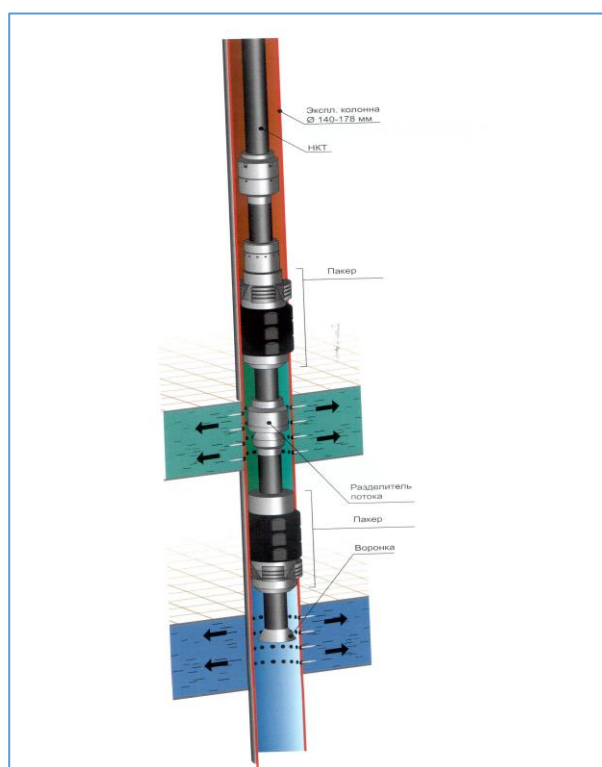


Рисунок 2.11 - Двухпакерная компоновка для ОРЗ (на 35 МПа) 2ПРОК-ОРЗ

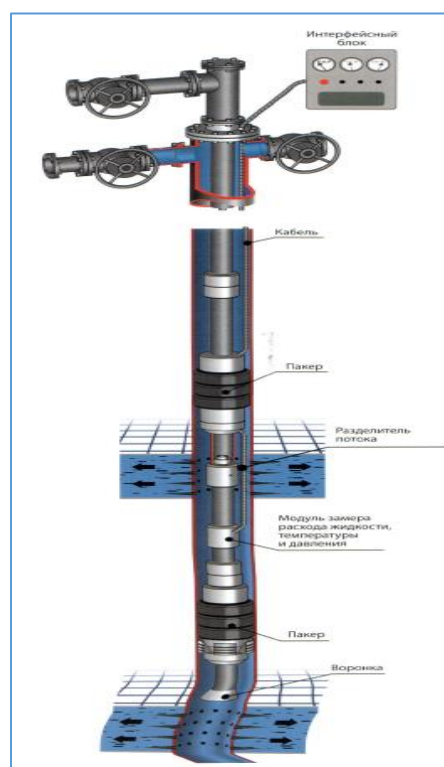


Рисунок 2.12- Двухпакерная компоновка для одновременно-раздельной закачки в два пласта с системой телеметрии 2ПРОК-ОРЗТ

ВЫВОДЫ

Из нескольких вариантов разработки принят четвертый, который предусматривает определенные виды работ. На месторождении Каламкас за период 2011-2017 гг. успешно применялись следующие виды технологий: гидравлический разрыв пласта (ГРП); соляно-кислотные обработки (СКО); ударно-волновая обработка (УВО); перераспределение фильтрационных потоков (ПФП). В главе представлены результаты технологической эффективности применяемых технологий за 2011-2017 гг. При обосновании выделения эксплуатационных объектов разработки была проведена оценка всех определяющих критериев выделения объектов. Выделены 11 основных эксплуатационных объектов с разбуриванием их самостоятельными сетками скважин. Рассмотрены техника и технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Предоставлены преимущества при применении данной технологии. Для технологии ОРЭ выбраны 4 нагнетательные скважины. Также представлено оборудование, применяемое при ОРЭ. Внедрение разработанных методических подходов и оборудования для одновременно-раздельной добычи на многопластовых месторождениях позволило увеличить дебиты скважин, эксплуатирующих несколько продуктивных пластов. Данная технология позволяет исследовать отдельно каждый из выделенных интервалов и устанавливать для них оптимальное значение репрессии с учетом существующих ограничений. Для реализации технологии используется скважинная установка, состоящая из колонны труб с несколькими пакерами, количество которых совпадает с количеством секций, причем каждая секция включает, по меньшей мере, одну скважинную камеру с клапаном, регулирующим поток.

3 Результаты практического внедрения и экономическое обоснование технологии ОРЭ

3.1 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проведен, исходя из анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

При составлении проекта учитывается необходимость наиболее полного извлечения нефти из недр при оптимальном режиме разработки залежи до предела экономической рентабельности с применением апробированных для данных конкретных условий технологий и техники добычи с соблюдением требований рационального недропользования.

Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществлялся из рассмотренных расчетных вариантов, в которых оценивались различные технические решения и применяемые технологии, обеспечивающие разную эффективность разработки эксплуатационных объектов [10,11]:

Вариант 1 – базовый, основанный на реализуемом в настоящее время утверждённом ЦКР РК 4 варианте разработки;

Вариант 2 основан на базовом варианте, дополнительно предусматривает доукомплектование и корректировку ячеек скважин системы разработки эксплуатационных объектов: ячейки дополняются в местах отсутствующих скважин бурением новых скважин, возвратом скважин с других горизонтов, при отсутствии нагнетания переводом под закачку добывающей скважины и т.п.; все скважины, нарушающие систему и сетку останавливаются, либо переводятся на другие объекты или другую категорию, при этом максимально достигается регулярность сетки;

Вариант 3 включает все основные положения варианта 2, дополнительно предусматривает в местах высокого скопления текущих извлекаемых запасов нефти уплотнение сетки скважин до 200х200 м за счет бурения новых скважин.

Количество скважин для бурения по варианту 3 – 420 ед., в том числе 370 добывающих и 50 нагнетательных скважин;

Вариант 4 основан на варианте 3, дополнительно предусматривает совершенствование на всех объектах разработки (кроме Ю-0 и Ю-VII - естественный режим) системы ППД путем промышленного внедрения технологии одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) для увеличения коэффициента охвата заводнением;

Вариант 5 основан на варианте 4, дополнительно предусматривает расширение участков полимерного заводнения на горизонтах Ю-I, Ю-1С.

В качестве базового варианта рассмотрен вариант продолжения

разработки существующим фондом скважин при сложившейся системе разработки с применением полимерного (ПЗ) и водогазового заводнения (ВГВ), ОРЭ только на опытных участках.

На месторождении начаты опытно-промысловые исследования технологии **одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ)** в 4-х скважинах: 1147 (12.05.16 г.), 5198 (25.05.16 г.), 3070 (21.06.16 г.), 3063 (03.07.16 г.).

На сегодня данная технология реализуется на 3-х скважинах (1147, 5198, 3063) месторождения Каламкас, технологический эффект достигнут – получено снижение обводненности до 1,2% и увеличение добычи нефти. Описание технологии ОРЭ, применяемое оборудование и результаты ОПИ приведены в разделе 6 данного отчета.

Промышленное внедрение данной технологии планируется на всех горизонтах месторождения Каламкас (Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С, Ю-1С, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V) кроме горизонта Ю-5С. Для спуска оборудования ОРЭ с учетом технического состояния колонны подобраны 95 нагнетательных скважин-кандидатов, в том числе 45 действующих скважин и 50 новых.

Эффективность применения технологии ОРЭ представлена в таблица 3.1 и рисунке 3.1. По результатам расчетов за счет применения данной технологии снижение обводненности в среднем составит 2,2%, дополнительная добыча нефти - 285,5 тыс.т, прирост КИН - 0,04%.

3.2 Анализ опытных участков ОРЭ

Геофизические исследования по контролю за разработкой нагнетательных скважинах проводились периодически, с 2000 г. имеются данные в электронном виде. В таблице 3.2 приведены сведения о работе нагнетательных скважин расположенных в ячейке оказывающих влияние на добывающие скважины анализируемого участка. За время разработки в нагнетательных скважинах некоторые перфорированные пласты не принимали нагнетаемую жидкость [11].

Геофизические исследования в добывающих скважинах с целью определения профиля притока в анализируемых участках проводились редко. В таблице 3.3 приведены сведения о геофизических исследованиях и работающих перфорированных интервалах.

В 9 добывающих скважинах по причине высокой обводненности выполнены исследования по определению герметичности колонны (ОГК). По результатам исследований колонны герметичны и высокая обводненность связана с поступлением воды из перфорированных интервалов (таблица 3.4).

Таблица 3.1 – Эффективность применения технологии ОРЭ на 95 скважинах

Горизонт	Количество скважин, ед	Среднесут добыча нефти, т	Доп.добыча нефти, т	Снижение обводненности, %	Прирост КИН, %
1	2	3	4	5	6
2018г.					
Ю-1С	15	54,5	19973,4	3,5	0,018
Ю-2С	1	5,0	922,8	4,0	0,001
Ю-3С	3	12,8	2346,7	4,5	0,004
Ю-I	16	60,6	22209,3	3,5	0,023
Ю-II	1	6,0	1109,0	1,9	0,003
Ю-III	4	30,4	5568,9	4,1	0,007
Всего	40		52130,1		0,012
2019г.					
Ю-1С	2	33,0	29965,9	2,8	0,028
Ю-2С	3	7,3	4030,0	3,2	0,006
Ю-3С	2	8,7	4772,2	3,8	0,008
Ю-4С	2	7,6	1393,4	4,1	0,002
Ю-I	2	36,4	33135,2	2,8	0,035
Ю-II	1	4,8	2625,0	1,4	0,006
Ю-III	4	24,1	13181,2	3,2	0,018
Ю-IV	3	29,0	5319,0	3,5	0,010
Всего	19		94422,1		0,02
2020г.					
Ю-1С	1	6,2	7937,2	1,9	0,007
Ю-2С	2	6,3	5784,7	2,2	0,009
Ю-3С	3	5,3	4841,9	3,1	0,008
Ю-4С	4	8,6	4700,9	3,3	0,007
Ю-I	2	7,7	9867,0	1,9	0,010
Ю-II	1	3,1	2796,0	1,1	0,007
Ю-III	2	12,3	11255,8	2,4	0,015
Ю-IV	3	23,0	12625,4	2,8	0,023
Ю-V	1	10,0	1832,9	5,3	0,006
Всего	19		61641,9		0,01
2021г.					
Ю-1С	-	3,0	2210,9	1,4	0,002
Ю-2С	-	4,0	2929,2	1,4	0,005
Ю-3С	3	6,3	5784,0	2,4	0,010
Ю-4С	5	6,1	7497,6	2,2	0,011
Ю-I	1	3,2	5590,3	1,9	0,006
Ю-II	1	3,1	2787,7	1,1	0,007
Ю-III	2	8,1	7407,7	2,2	0,010
Ю-IV	-	11,1	8051,3	1,5	0,015
Ю-V	-	6,9	2505,5	3,7	0,008
Всего	12		44764,3		0,01
2022г.					
Ю-1С	-	0,5	195,4	0,3	0,000
Ю-2С	-	0,7	270,8	0,4	0,000
Ю-3С	1	4,8	4334,3	2,4	0,007
Ю-4С	2	7,2	6564,3	2,2	0,009
Ю-I	-	3,2	2304,8	1,5	0,002
Ю-II	-	2,3	1678,7	1,1	0,004
Ю-III	2	7,7	6999,2	2,2	0,009
Ю-IV	-	2,2	780,5	0,3	0,001
Ю-V	-	0,7	268,9	0,5	0,001
Всего	5		23396,8		0,004

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6
2023г.					
Ю-3С		1,9	1413,6	1,9	0,002
Ю-4С		3,3	2415,9	1,7	0,003
Ю-I		0,6	203,7	0,3	0,000
Ю-II		0,4	162,7	0,5	0,000
Ю-III		5,8	4214,7	1,7	0,006
Всего	-		8410,6		0,002
2024г.					
Ю-3С		0,3	115,4	0,4	0,000
Ю-4С		0,6	205,6	0,4	0,000
Ю-III		1,1	410,9	0,4	0,001
Всего	-		732,0		0,0004
Итого	95		285498		0,04

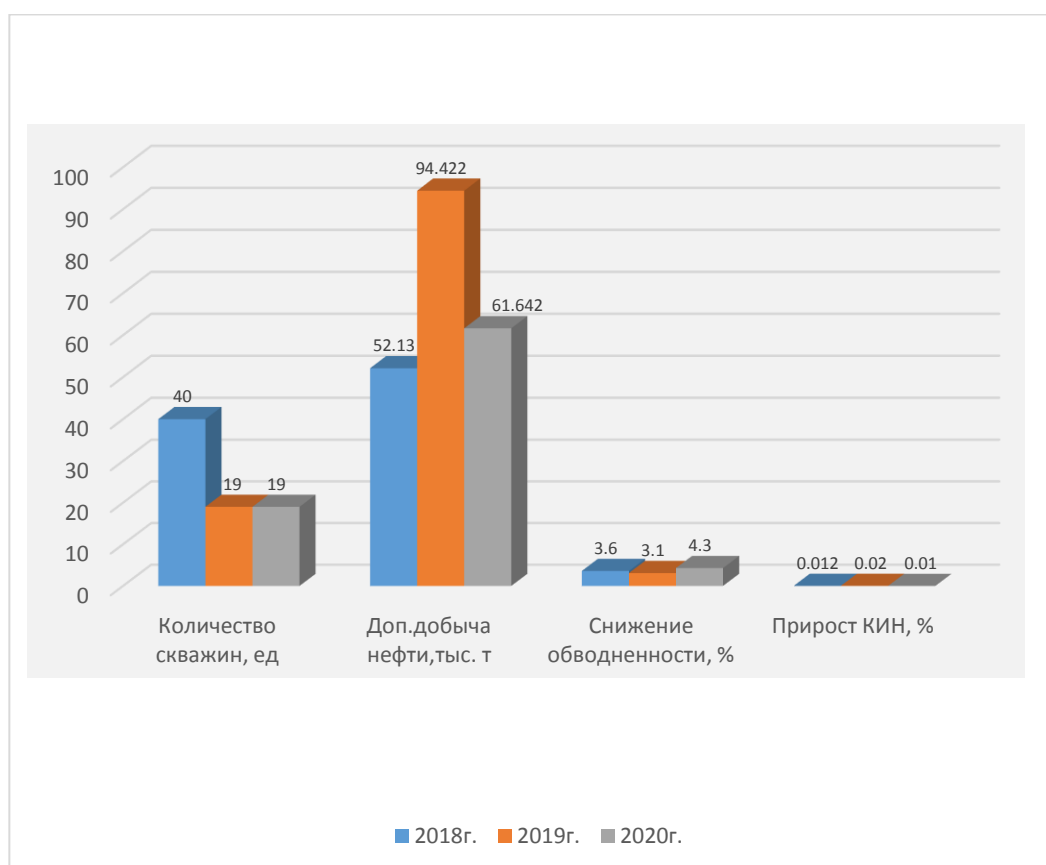


Рисунок 3.1 – График эффективности ОРЗ

Таблица 3.2 - Сведения о выполнении ГИС-контроль по нагнетательным скважинам

[illegible]

Таблица 3.4 - Сведения о геофизических исследованиях ГИС ОГК

№ скв	Интервал перфорации	Уход и поглощение нагнетаемой жидкости по годам, %											
		2001-2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1610	856-859										70		
	862-869										30		
1611	843-846							14					
	849-858							86					
1612	836-840							46					
	844-851							54					
1622	852-856							100					
	860-868												
1627	845-850.5		3										
	854-862		97										
4397	817-818									6			
	821-838			100						94			
4390	830-835		12										
	839-848		88										
3393	826-852							100					
3394	786-790										14		
	792-803										86		

3.3 Анализ эффективности участка нагнетательной скважины 3070Д

Нагнетательная скважина 3070Д пробурена в 2014 году как дублер, вместо скважины 3070 (рисунок 3.2).

По данным ГИС в интервалах горизонта Ю-I выделяются 3 пласта, из которых перфорированы 2 пласта Б (интервал перфорации 837-840, 843-846) и Б' (интервал перфорации 849-855).

Анализ ГИС скважин 3070 и 3070Д за период 2001-2016 гг. показал, что:

- в скважине 3070 (2001-2010 гг.) основной уход нагнетаемой воды отмечался как в пласт А, так и в пласт Б+Б'. Отмечались нарушения эксплуатационной колонны.

- в скважине 3070Д (2015-2016 гг.) основной уход нагнетаемой воды отмечается в пласт Б'. Эксплуатационная колонна герметична.

В районе скважины 3070Д по данным ГИС в новых скважинах 6121 и 6222 отмечается частичное по подошве или полное обводнение пласта Б'.

Количество реагирующих добывающих скважин – 7 ед.

Оборудование ОРЭ спущено 21.06.2016, разделительный пакер установлен между интервалами перфорации 837-840 и 843-846 (пласт Б)

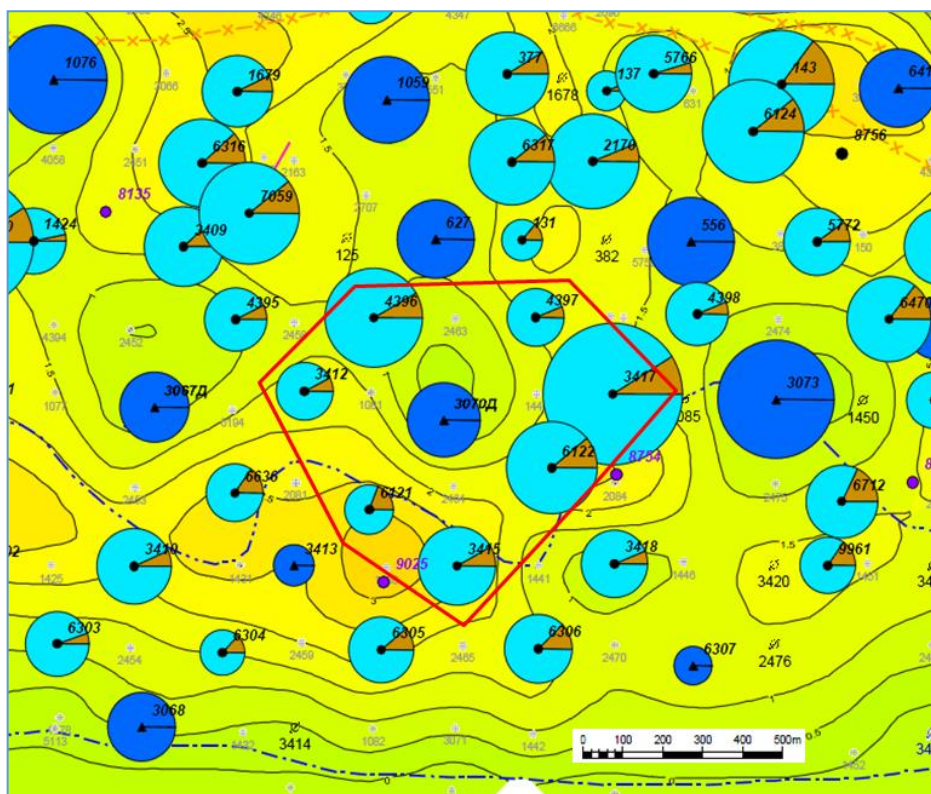


Рисунок 3.2 – Участок 3070Д. Выкопировка с карты текущих отборов

Нагнетательная скважина 3070Д пробурена в 2014 году как дублер, вместо скважины 3070. Геофизические исследования в нагнетательной скважине 3070 выполнялись периодически с 2001 по 2010 гг. Перфорированы два интервала 822-827 м, 832-843 м.

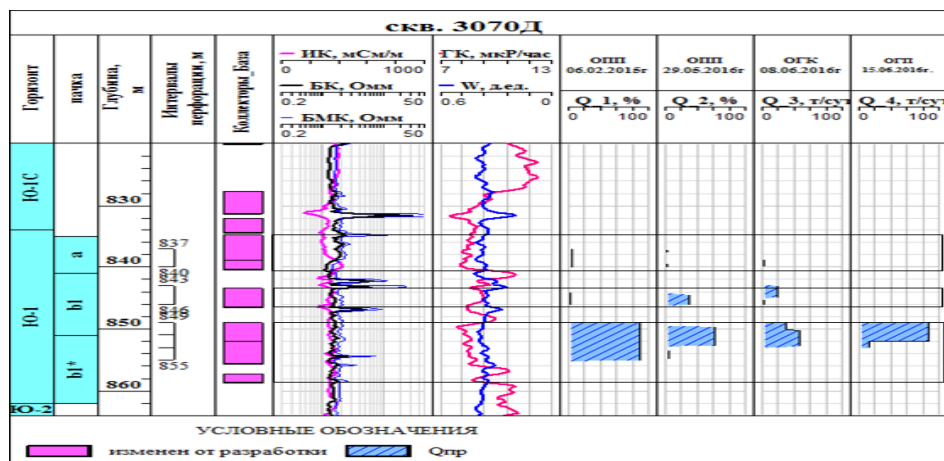
В скважине 3070Д перфорированы 3 интервала: 837-840 м, 843-846 м 849-855 м. Два верхних интервала перфорации приурочены к коллекторам пласта Б, третий к пласту Б'. Самый нижний перфорированный пласт в интервале 849-855 м, имеет мощность в два раза больше, чем верхние перфорированные пласты.

Геофизические исследования в нагнетательной скважине 3070Д за время разработки проводились в период 2015-2016 гг. По результатам исследований основной уход и поглощение нагнетаемой жидкости за период работы скважины происходил в пласте Б', верхний интервал перфорации нагнетаемую жидкость не принимал (рисунок 3.3).

На рисунке 3.4 представлена корреляционная схема со скважинами 6121 и 6122, пробуренными в период 2012-2015 гг., в которых по данным ГИС отмечается частичное по подошве или полное обводнение пласта Б'.

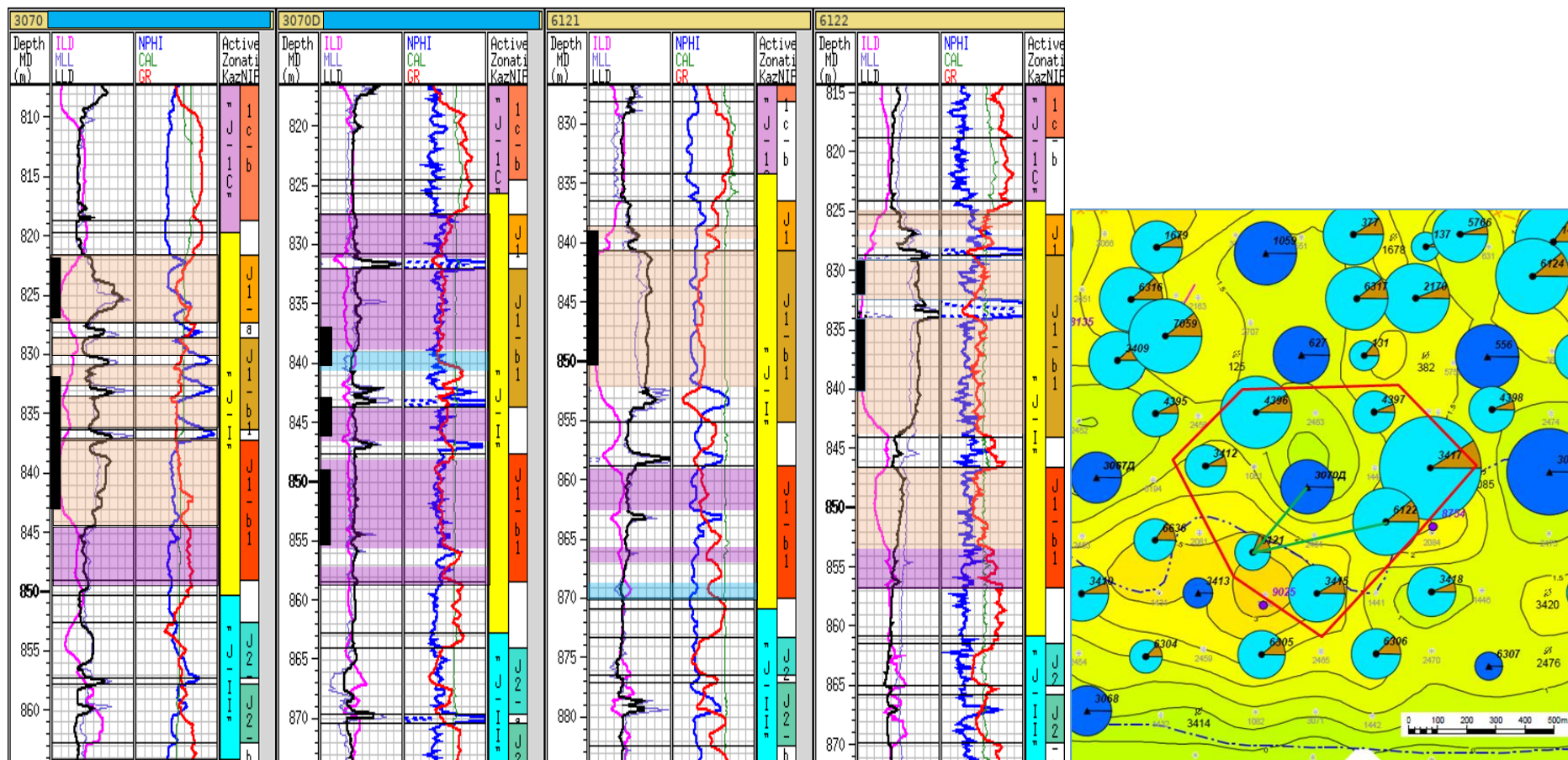
Реагирующими по ячейке являются 7 добывающих скважин №№ 3412, 3415, 3417, 4396, 4397, 6121, 6122.

Геофизические исследования в добывающих скважинах проводились периодически с 2003 по 2016 гг. (таблица 3.5).



№ скв.	Пласт	Интервал перф-ции	Интервал колл-ра	hобщ	hэфф	Уход и поглощение по годам, % (до ОРЗ)																			
						2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007		2008	2009			2010			2011-2014	2015	2016		
3070	А	822-827	822.4-826.4	4.0	3.2	82		100	37			10	37		12	80	92	14	-	38					
	Б	832-843	832.4-834.0	1.6	1.0	18		-	-			6	63		2	9	8	-	-	62					
	Б'		836.8-843.4	6.6	5.8	-		-	-			-		-	-	-	-	-	62						
	Вид ГИСк					ОГК	-	ОПП	ОГК	-	-	ОГК	ОПП	-	ОГК	ОГК	ОГК	ОГК	ОГК	ОГП	-	-	-	-	-
	Дата ГИСк					28.05.01		25.10.03	10.12.04			01.09.07	12.09.07		17.10.09	01.11.09	12.11.09	12.06.10	26.06.10	22.07.10					
	Наличие нарушения эксплуатационной колонны (НЭК) и/или негерметичности пакера					ЭК гермет.			НЭК			НЭК	пакер гермет.		НЭК	НЭК	ЭК гермет.	НЭК	НЭК	пакер гермет.					
3070д	Б	837-840	837.1-843.9	6.8	6.0																	5	5	2	-
	Б	843-846	844.3-855.8	11.5	8.6																	5	29	22	-
	Б'	849-855	858.4-867.9	9.5	7.6																	90	66	76	100
	Вид ГИСк					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ОПП	ОПП	ОГК	ОГП
	Дата ГИСк																					06.02.15	29.05.16	08.06.16	15.06.16
	Наличие нарушения эксплуатационной колонны (НЭК) и/или негерметичности пакера																								ЭК гермет.

Рисунок 3.3 – Участок 3070д. Профиль приемистости нагнетательной скважины 3070Д



Примечание:

В районе нагнетательной скважины 3070д по данным ГИС в новых скважинах 6121 и 6222 отмечается частичное по подошве или полное обводнение пласта Б'

Рисунок 3.4 – Участок 3070д. Корреляционная схема по скважинам 3070, 3070Д, 6121, 6122

Таблица 3.5- Участок 3070Д. ГИС-к в добывающих скважинах

№ скв	Интервал перфорации	Вид ГИС	Исследования по годам															
			2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
4397	A_817-818.5	ОГК_ОПП													6			
	A-Б1_821-838	ОГК_ОПП			100				100						94			
4396	Б1_825-835	ОРП							55			56						
	Б1' 839-841	ОРП							45			34						
3412	A_822-825	ОРП							43	28								
	Б_828-839	ОРП							57	72								
3415	A-Б_825-844	ОРП						100		100			90			100		100
			нарушение экс колонны															

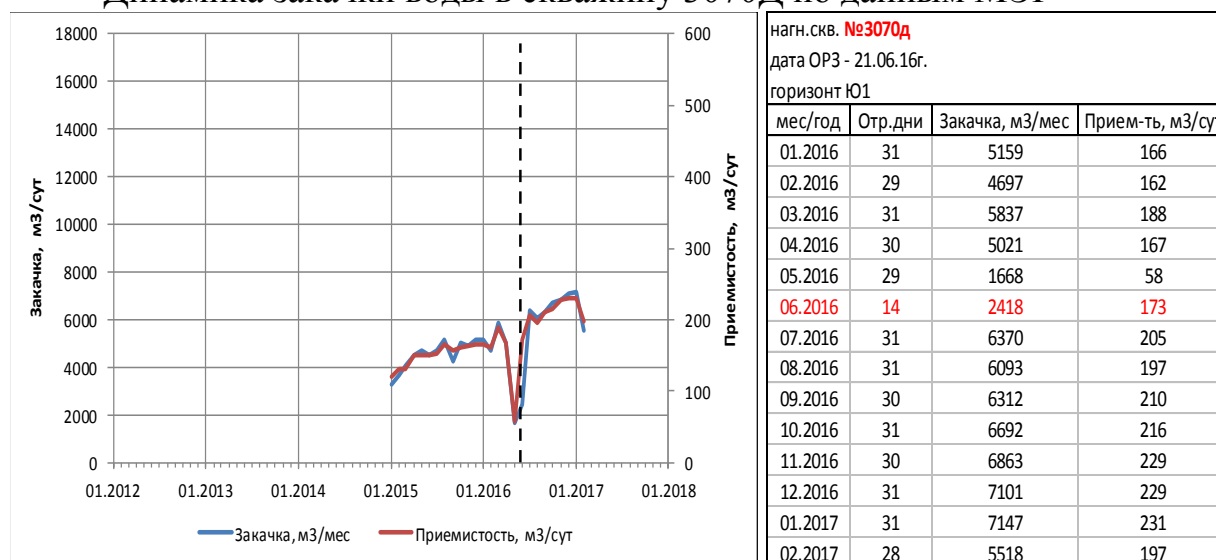
В скважине 4396 перфорацией охвачены пласты Б, Б1, пласт А не перфорирован.

В соседних скважинах 3415, 3417, 6121, 6122 происходит слияние пластов коллекторов А и Б, перфорированы одним интервалом.

До проведения ОРЗ провели перестрел в существующих интервалах (837-840 м, 843-846 м, 849-855 м).

Динамика закачки воды в скважину 3070Д по данным МЭР представлен ниже в табличном и графическом виде. Также представлены данные из отчетности ПУ «КМГ».

Динамика закачки воды в скважину 3070Д по данным МЭР



Данные из отчетности ПУ «КМГ»

№ нагн. скв		3070д		
интервалы перфорации		837-840	843-846 849-855	Суммарная закачка воды (м³)
Приемистость Qпр до спуска ОРЗ, м³/сут		158/61		
06.2016	Приемистость Qпр, м³/сут	74	83	1570
	Устьевое давление Руст, атм	57	45	
	Отр. дни	10		
07.2016	Приемистость Qпр, м³/сут	70	114	5704

	Устьевое давление Руст, атм	53	52	
	Отр. дни	31		
08.2016	Приемистость Qпр, м³/сут	68	122	5890
	Устьевое давление Руст, атм	59	58	
	Отр. дни	31		
09.2016	Приемистость Qпр, м³/сут	95	117	6360
	Устьевое давление Руст, атм	58	58	
	Отр. дни	30		
10.2016	Приемистость Qпр, м³/сут	78	125	6293
	Устьевое давление Руст, атм	59	58	
	Отр. дни	31		

По представленным данным отмечается увеличение суммарных объемов закачки в скважину 1147, при этом приёмистость увеличилась с ~169 м³/сут до ~230 м³/сут (по данным МЭР). Также отмечается перераспределение закачки по перфорированным пластам (из отчетности ПУ «КМГ»): поступление закачки в интервал перфорации 837-840м, ранее не принимавший воду (по данным ГИСк). При относительно одинаковых давлениях закачки приемистость верхнего интервала перфорации (837-840м, 3 метров) на 20-80% ниже приемистости нижнего интервала (843-846, 849-855м, 9 метров).

Сведения о проведенных геофизических исследованиях в добывающих скважинах представлены в таблице 3.6. До ОРЗ за период 2015-2016 геофизические исследования по определению работающих пластов не проводились. После ОРЗ исследования проведены в добывающей скважине 3415 11.07.2016 г. По результатам ГИС интервалы: 830-831,4 м (8%), 833,4-834,6 м (6%), 837-838 м (2%), 839,4-844 м (84%) работают водой с незначительной нефтью. Работающие интервалы приурочены к пласту Б.

В таблице 3.7 представлена динамика основных показателей добычи – дебитов нефти, жидкости и обводненности по скважинам, на рисунках 3.5-3.6. представлены корреляционные схемы по реагирующим скважинам.

По представленным данным сложно оценить эффективность ОРЭ на участке 3070д, обусловленные следующими причинами:

- сложность разреза и неоднозначность корреляции скважин;
- в нагнетательной скважине и добывающих скважинах перфорацией вскрыты разные пласты;
- отсутствие данных ГИСк по определению профиля притока до и после ОРЗ.

По данным работы добывающих скважин наличие эффекта можно предположить в двух скважинах №№3412 и 3415, выражающееся в снижение обводненности на 1,2-1,8 % и увеличение дебита нефти на 0,5-0,9 т/сут (сравнение средних значений за 2016 год до ОРЗ и после ОРЗ).

Таблица 3.6 - Участок 3070Д. Сведения о геофизических исследованиях по определению работающих пластов в добывающих скважинах

№ пп	Реагир. доб.скв	Интервал перфорации	Пласт	Результаты ГИСк до ОРЗ						Результаты ГИСк после ОРЗ					
				Дата ГИСк	Работающий интервал			Примечание		Дата ГИСк	Работающий интервал			Примечание	
1	3412	822-825	Ю1 А	03.11.2008	821.8	823.4	28%			нет данных по ГИС-к					
		828-839	Ю1 Б		833.4	835.0	16%								
					835.2	837.0	17%								
					837.2	839.0	39%								
2	3415	825-844	(Ю1 А) + Ю1 Б	27.07.2014	831.4	833.4	5%	вода с нефтью	раб.водой с нефтью. ВНР 776м	11.07.2016	830.0	831.4	8%	раб.вода с нефтью	
					836.0	838.0	6%				833.4	834.6	6%		
					842.8	845.0	89%				837.0	838.0	2%		
											839.4	844.0	84%		
3	3417	819-832	Ю1 А+Ю1 Б	нет данных ГИС-к						нет данных по ГИС-к					
		837-838	Ю1 Б												
		841-847	Ю1 Б'												
4	4396	825-835	Ю1 Б	16.04.2010	827.0	829.0	31%	нагн.вода с нефтью	Нар.э/к: 844-845-10% (по данным АКЦ в инт.844-857м некачественное сцепление цемента с колонной).	нет данных по ГИС-к					
					831.6	833.0	3%								
					833.6	835.0	22%								
		839-841	Ю1 Б'		839.0	839.6	10%	нагн.вода							
					839.6	841.0	24%								
		-	-		844.0	845.0	10%	НЭК							
5	4397	817-818	Ю1 А	15.06.2013 ОГК	816.8	817.4	3%	Уход	Поглощение 817-818.5, 821- 838м.	нет данных по ГИС-к					
		821-838	(Ю1 А) + Ю1 Б+Ю1 Б'		817.8	818.5	3%								
					827.0	831.0	76%								
					832.6	834.0	9%								
					835.0	837.6	9%								
6	6121	839-850	(Ю1 А) + Ю1 Б	нет данных ГИС-к						нет данных по ГИС-к					
7	6122	829-832	Ю1 Б	нет данных ГИС-к						нет данных по ГИС-к					
		834-840													

Таблица 3.7 - Участок 3070Д. Динамика показателей добычи по реагирующим скважинам

нагн.скв. № 3070Д		гор-т Ю1	дата ОРЗ - 21.06.2016													
		Спарклайн	01.2016	02.2016	03.2016	04.2016	05.2016	06.2016	07.2016	08.2016	09.2016	10.2016	11.2016	12.2016	01.2017	02.2017
доб.скв.	гор-т	динамика обводненности, %														
3412	Ю1		95.7	94.4	95.4	93.5	93.8	95.8	95.8	94.1	92.2	90.4	92.1	92.9	94.9	92.9
3415	Ю1		91.8	95.0	92.7	93.5	95.1	92.6	93.9	91.4	91.6	93.1	91.5	92.2	90.1	91.6
3417	Ю1		90.3	87.5	92.7	92.2	91.2	90.0	91.3	89.3	90.9	91.8	90.8	90.8	91.6	92.2
4396	Ю1		94.4	90.3	93.3	92.2	91.2	92.6	93.2	90.7	91.6	92.4	91.5	91.5	91.6	91.6
4397	Ю1		93.7	91.7	94.7	93.5	93.2	92.0	93.9	93.4	93.6	91.8	92.8	93.5	92.2	92.9
6121	Ю1		67.9	84.7	77.6	81.3	78.2	81.4	83.6	82.6	80.7	79.6	82.0	81.4	82.9	82.9
6122	Ю1		89.7	91.7	89.8	89.4	89.9	90.0	87.9	89.9	88.8	91.1	90.0	89.5	89.5	89.5
средн.знач.			89.1	90.8	90.9	90.8	90.4	90.6	91.4	90.2	89.9	90.1	90.1	90.3	90.4	90.5
доб.скв.	гор-т	динамика дебита нефти, т/сут														
3412	Ю1		1.7	2.6	2.1	2.9	2.7	1.9	2.0	2.2	3.2	3.7	3.0	2.7	1.9	2.4
3415	Ю1		6.7	4.1	5.5	4.8	4.3	5.7	5.0	6.8	6.6	5.6	6.7	6.1	7.4	6.5
3417	Ю1		21.7	29.2	17.0	18.1	19.8	24.1	21.2	23.8	24.8	24.0	26.6	25.4	20.8	19.4
4396	Ю1		8.4	15.1	10.1	12.2	13.2	11.2	10.2	12.3	10.8	9.0	12.0	9.0	9.4	11.8
4397	Ю1		2.4	3.6	2.3	2.8	2.9	3.4	2.8	2.7	2.5	3.0	2.4	2.0	3.1	2.4
6121	Ю1		7.6	5.0	6.5	4.3	5.0	4.3	4.5	5.5	5.6	5.8	5.0	5.7	5.2	5.0
6122	Ю1		11.9	10.6	12.2	10.7	11.6	11.6	14.0	11.3	12.3	9.8	10.6	10.8	12.7	12.7
средн.знач.			8.7	10.0	8.0	8.0	8.5	8.9	8.5	9.2	9.4	8.7	9.5	8.8	8.6	8.6
доб.скв.	гор-т	динамика дебита жидкости, т/сут														
3412	Ю1		39.8	46.2	46.7	44.2	43.7	45.2	46.4	38.1	40.7	38.7	38.5	37.7	36.9	34.4
3415	Ю1		81.8	80.9	75.1	74.4	87.0	76.7	80.7	79.3	78.8	80.9	78.7	78.2	74.8	77.6
3417	Ю1		224.7	233.9	231.8	231.0	225.6	240.2	242.4	222.2	271.5	293.4	287.8	277.3	246.9	249.6
4396	Ю1		149.3	156.2	151.9	155.1	150.3	150.3	151.0	132.2	127.8	118.7	140.9	107.1	111.6	140.9
4397	Ю1		38.2	43.4	43.3	43.1	42.4	42.0	45.8	41.1	38.8	36.9	33.4	31.5	40.4	34.4
6121	Ю1		23.8	32.4	29.0	23.1	22.8	23.2	27.5	31.7	29.0	28.4	27.5	30.4	30.5	29.5
6122	Ю1		116.0	127.9	120.3	101.1	115.0	115.9	115.4	112.6	110.1	110.3	106.8	102.6	120.5	120.8
средн.знач.			96.2	103.0	99.7	96.0	98.1	99.1	101.3	93.9	99.5	101.0	102.0	95.0	94.5	98.2
Примечание:		эффект нет эффекта	3417 - 08.2016 - Ревизия насоса													

Продолжение таблицы 3.7

нагн.скв. № 3070д		гор-т Ю1	дата ОРЗ - 21.06.2016													
		Спарклайн	01.2016	02.2016	03.2016	04.2016	05.2016	06.2016	07.2016	08.2016	09.2016	10.2016	11.2016	12.2016	01.2017	02.2017
доб.скв.	гор-т	динамика обводненности, %														
3412	Ю1		93.0	91.0	93.0	90.0	90.0	96.0	92.5	90.6	88.3	85.0	88.0	89.0	92.0	89.0
3415	Ю1		87.0	92.0	89.0	90.0	92.0	87.5	89.6	86.5	86.6	89.0	87.0	88.0	85.0	87.0
3417	Ю1		85.0	81.0	89.0	88.0	86.0	85.0	86.1	83.8	86.4	87.0	86.0	86.0	87.0	88.0
4396	Ю1		91.0	85.0	90.0	88.0	86.0	94.0	89.3	86.4	87.2	88.0	87.0	87.0	87.0	87.0
4397	Ю1		90.0	87.0	92.0	90.0	89.0	87.5	90.1	90.1	89.6	87.0	89.0	90.0	88.0	89.0
6121	Ю1		56.0	77.0	69.0	73.0	68.0	78.5	74.6	75.8	72.0	70.0	74.0	73.0	75.0	75.0
6122	Ю1		84.0	87.0	85.0	84.0	84.0	87.0	81.4	84.6	83.3	86.0	85.0	84.0	84.0	84.0
средн.знач.			83.7	85.7	86.7	86.1	85.0	87.9	86.2	85.4	84.8	84.6	85.1	85.3	85.4	85.6
доб.скв.	гор-т	динамика дебита нефти, т/сут														
3412	Ю1		2.3	3.4	2.7	3.6	3.6	1.4	2.8	3.0	3.9	4.9	4.0	3.5	2.5	3.2
3415	Ю1		9.0	5.3	7.0	6.1	5.6	7.6	6.8	8.8	8.8	7.4	8.8	8.0	9.7	8.7
3417	Ю1		28.8	38.4	21.7	23.1	26.2	30.9	27.9	31.0	30.9	32.2	34.8	33.4	27.7	25.6
4396	Ю1		11.2	19.9	12.9	15.5	17.4	7.4	13.3	15.1	13.7	12.0	15.7	11.9	12.5	15.7
4397	Ю1		3.2	4.7	2.9	3.6	3.8	4.4	3.7	3.4	3.3	4.0	3.1	2.7	4.2	3.2
6121	Ю1		10.2	6.6	8.3	5.5	6.6	4.4	6.2	6.7	7.3	7.7	6.5	7.4	6.9	6.7
6122	Ю1		15.9	14.0	15.6	13.7	15.4	13.0	18.3	14.5	15.6	13.1	13.9	14.2	16.8	16.8
средн.знач.			11.5	13.2	10.2	10.2	11.2	9.9	11.3	11.8	11.9	11.6	12.4	11.6	11.5	11.4
доб.скв.	гор-т	динамика дебита жидкости, т/сут														
3412	Ю1		37.0	43.0	44.0	41.0	40.0	40.7	42.2	35.3	37.6	37.0	37.0	36.0	35.0	33.0
3415	Ю1		78.0	75.0	72.0	69.0	79.0	68.0	73.8	73.5	73.5	76.0	76.0	75.0	73.0	75.0
3417	Ю1		216.0	227.0	222.0	216.0	210.0	231.7	226.4	214.2	256.0	278.0	279.0	268.0	239.0	240.0
4396	Ю1		140.0	149.0	145.0	145.0	140.0	139.0	139.0	125.1	119.5	112.0	136.0	103.0	108.0	136.0
4397	Ю1		36.0	41.0	41.0	40.0	39.0	39.6	42.0	38.7	35.8	35.0	32.0	30.0	39.0	33.0
6121	Ю1		26.0	32.0	30.0	23.0	23.0	23.2	27.2	31.1	29.3	29.0	28.0	31.0	31.0	30.0
6122	Ю1		112.0	121.0	117.0	96.0	108.0	112.3	110.5	105.9	104.9	105.0	104.0	100.0	118.0	118.0
средн.знач.			92.1	98.3	95.9	90.0	91.3	93.5	94.4	89.1	93.8	96.0	98.9	91.9	91.9	95.0
Примечание:		эффект нет эффекта	3417 - 08.2016 - Ревизия насоса													

Примечание:

1) первая часть таблицы представлена по данным МЭР, вторая часть – по данным ПУ «КМГ» (замерным данным)

2) во второй части таблицы данные за месяц май представлены за период после ОРЗ (за 22-31 мая)

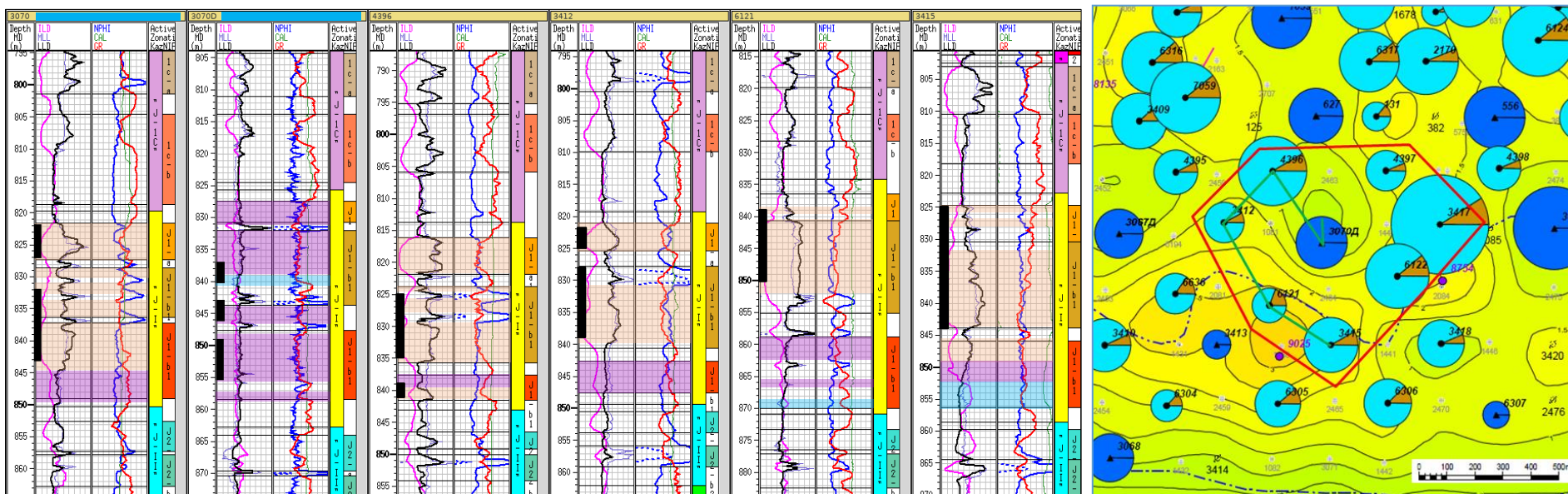


Рисунок 3.5 - Участок 3070д. Корреляционная схема по скважинам 3070, 3070Д, 4396, 3412, 6121, 3415

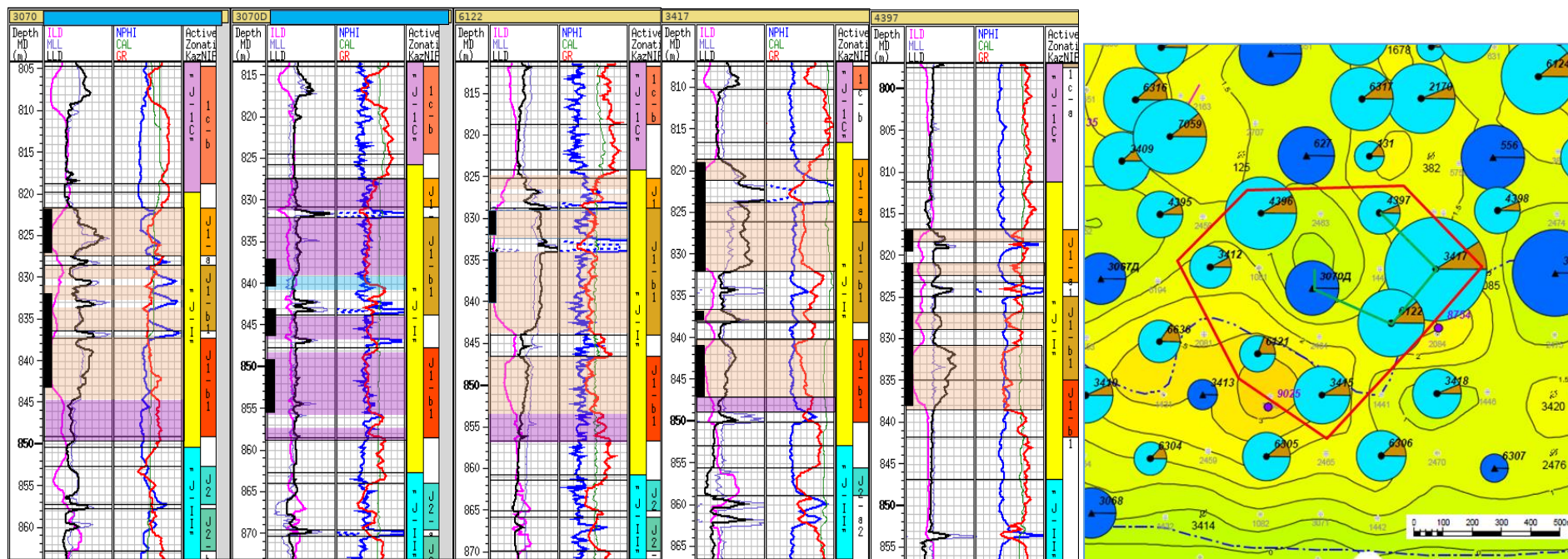


Рисунок 3.6 - Участок 3070д. Корреляционная схема по скважинам 3070, 3070Д, 6122, 3417, 4397

3.4 Оценка и расчет фактической технологической эффективности участка 3070Д

Оценка фактической технологической эффективности ОРЭ, проводимого на опытном участке скважины 3070Д, приведенного в настоящей работе выполнена по состоянию на 28.02.2017г.

Оценка выполнена на основе общепринятых характеристик вытеснения, следующим образом [12]:

- произведен расчет базового профиля добычи по реагирующим добывающим скважинам, который был бы получен без реализации ОРЭ, на основе интегральных кривых вытеснения.

- расчет базового профиля добычи выполнен по 7 реагирующим добывающим скважинам.

- по 7 реагирующим добывающим скважинам за период для экстраполяции и расчета базового профиля добычи принят период в 10 месяцев авг.2015-май.2016 – с начала ввода последней скважины (№6121 из 7 ед.) до начала реализации ОРЭ.

- для расчета базового профиля добычи приняты интегральные кривые вытеснения Сазонова ($Q_n = a + b \cdot \ln(Q_j)$), Камбарова ($Q_n = a + b \cdot \frac{1}{Q_j}$), Пирвердяна ($\frac{1}{\sqrt{Q_j}} = a + b \cdot Q_n$) и Сипачева-Посевича $\frac{Q_j}{Q_n} = a + b \cdot Q_j$. Полученные зависимости добычи нефти от добычи жидкости имеют следующий вид (рисунки 3.7-3.8):

Сазонов: $Q_n = -1593.028961390280000 + 288.866879351891000 \cdot \ln(Q_j)$;

Камбаров: $Q_n = 1018.512331285500000 - 896648.148746497000000 \cdot (1/Q_j)$;

Пирвердян: $Q_n = (1/\sqrt{Q_j} - 0.040597635980937)/(-0.000031041888617)$;

Сипачев-Посевич: $Q_n = Q_j / (0.000828090014454 \cdot Q_j + 1.683988528574780)$;

- на основе полученных зависимостей, рассчитан базовый профиль добычи нефти и обводненности. При этом профиль добычи жидкости принят на уровне фактических до начала ОРЭ (дебит жидкости принят как среднее значение за три предыдущих месяца – март-апрель-май).

- разница между базовым профилем и фактической добычей нефти является дополнительно добытой нефтью за счет реализации ОРЭ.

- расчеты выполнены на основе данных месячных рапортов добычи.

- дополнительная добыча нефти по принятым характеристикам вытеснения составила:

Сазонов – 622 тонн;
Камбаров – 1536 тонн;
Пирвердян – 1073 тонн;
Сипачев-Пасевич – 835 тонн.

Результаты оценки по состоянию на 28.02.2017г (за 9 мес., по 7 реагирующим скв.):

- дополнительная добыча нефти (среднее по 4-м методикам) – 1016 тонн;
- снижение обводненности относительно базовой – на 0,5 %;
- эффект продолжается.

Прогноз профиля добычи участка 3070д

Для данного участка выполнен прогноз профиля добычи и эффективности технологии. Прогноз также основан на характеристиках вытеснения, и выполнен следующим образом [12,15]:

произведен расчет прогнозного профиля добычи по реагирующим добывающим скважинам, на основе интегральных кривых вытеснения.

расчет выполнен по 7 реагирующим добывающим скважинам.

по 7 реагирующим добывающим скважинам за период для экстраполяции и прогноза базового профиля добычи принят период в 7 месяцев авг.2016-февр.2017 – период начала роста обводненности по участку.

для прогноза базового профиля добычи приняты интегральные кривые вытеснения Сазонова ($Q_n = a + b \cdot \ln(Q_{ж})$), Камбарова ($Q_n = a + b \cdot \frac{1}{Q_{ж}}$), Пирвердяна ($\frac{1}{\sqrt{Q_{ж}}} = a + b \cdot Q_n$) и Сипачева-Посевича ($\frac{Q_{ж}}{Q_n} = a + b \cdot Q_{ж}$). Полученные зависимости добычи нефти от добычи жидкости имеют следующий вид (рисунок 3.6):

Сазонов: $Q_n = -1700.978298903490000 + 302.189329088805000 \cdot \ln(Q_{ж})$;

Камбаров: $Q_n = 1051.499791908940000 - 1003929.6063791300000000 \cdot (1/Q_{ж})$;

Пирвердян: $Q_n = (1/\sqrt{Q_{ж}} - 0.038856151673858)/(-0.000028702317699)$;

Сипачев-Пасевич: $Q_n = Q_{ж} / (0.000796312339726 \cdot Q_{ж} + 1.788271608950210)$;

на основе полученных зависимостей, рассчитан прогнозный профиль добычи нефти и обводненности. При этом профиль добычи жидкости принят на уровне фактической за февраль 2017 года (дебит жидкости принят на уровне февраля 2017 года).

расчеты выполнены на основе данных месячных рапортов добычи.

Результаты расчета профиля добычи и дополнительной добычи представлены в таблице 3.8 и на рисунке 3.9.

Согласно технологическим данным, накопленная дополнительная добыча нефти по всем реагирующим скважинам составляет 6 231 тонн, попутного газа – 156 тыс.м³.

Общая стоимость инвестиции на проведение ОРЗ в данной ячейке составляет 28,9 млн.тенге.

Выручка от реализации дополнительно добытой нефти и попутного газа составляет 300,8 млн.тенге

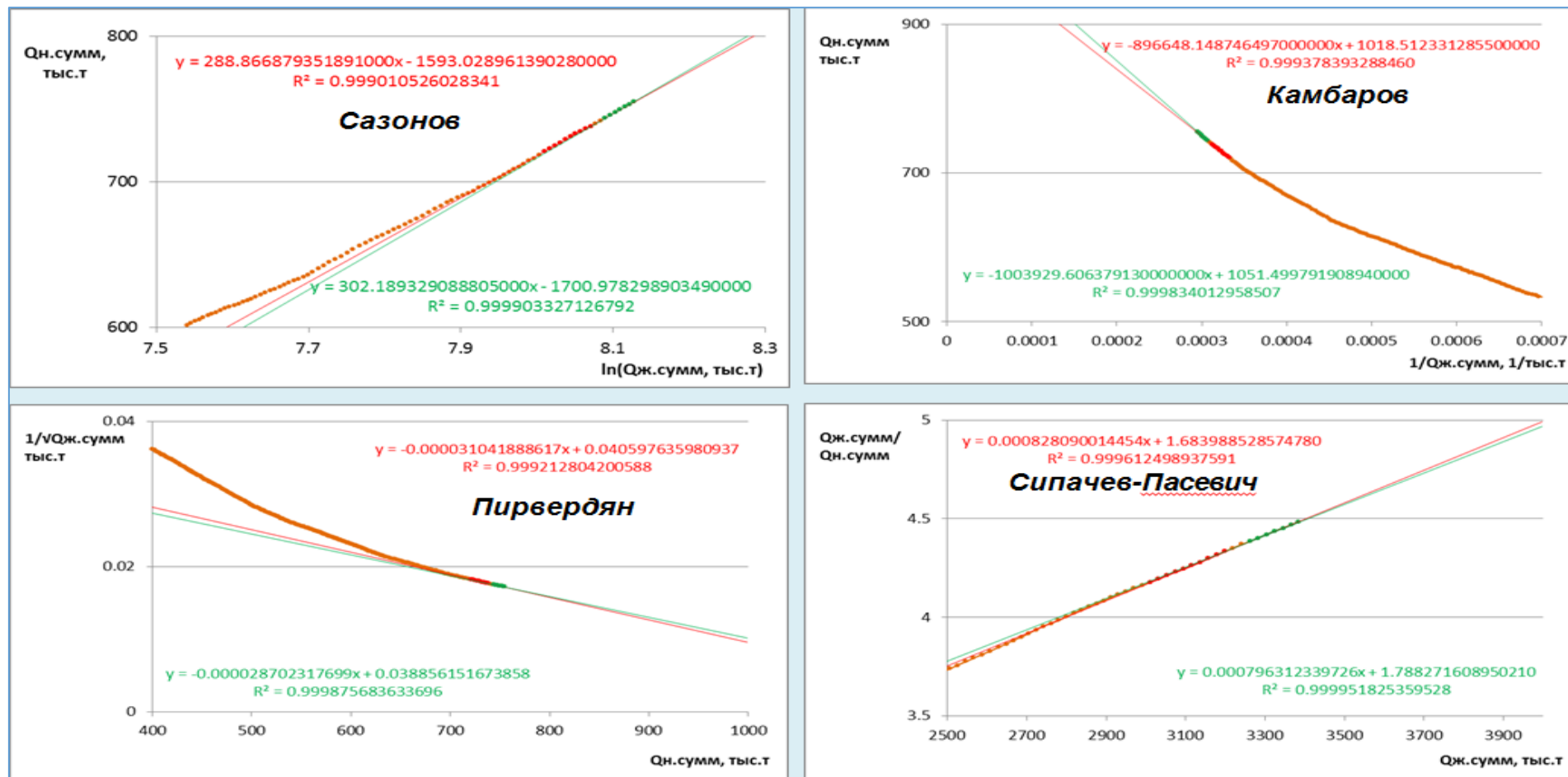
Эксплуатационные затраты по добыче дополнительной нефти и попутного газа, а также связанные с проведением ОРЗ в ячейке № 3070Д составят 67,6 млн. тенге.

Расчет экономической эффективности применения ОРЭ в ячейке показал, что при принятых условиях и допущениях, проведение данного мероприятия является эффективным. Срок окупаемости капитальных вложений составляет 2 года (таблица 3.9).

ВЫВОДЫ

В работе, в качестве базового варианта рассмотрен вариант продолжения разработки существующим фондом скважин при сложившейся системе разработки с применением ОРЭ только на опытных участках (4 скважины). По результатам расчетов за счет применения данной технологии снижение обводненности в среднем составит 2,2%, дополнительная добыча нефти - 285,5 тыс.т, прирост КИН - 0,04%. Выбранные опытные участки были проанализированы. Проведены геофизические исследования по контролю за разработкой нагнетательных скважинах, и в добывающих скважинах с целью определения профиля притока. В ходе анализа эффективности участка нагнетательной скважины 3070Д установлено, что сложно оценить эффективность ОРЭ. Это обусловлено следующими причинами: сложность разреза и неоднозначность корреляции скважин; в нагнетательной скважине и добывающих скважинах перфорацией вскрыты разные пласты; отсутствие данных ГИСк по определению профиля притока до и после ОРЭ. По данным работы добывающих скважин наличие эффекта можно предположить в двух скважинах.

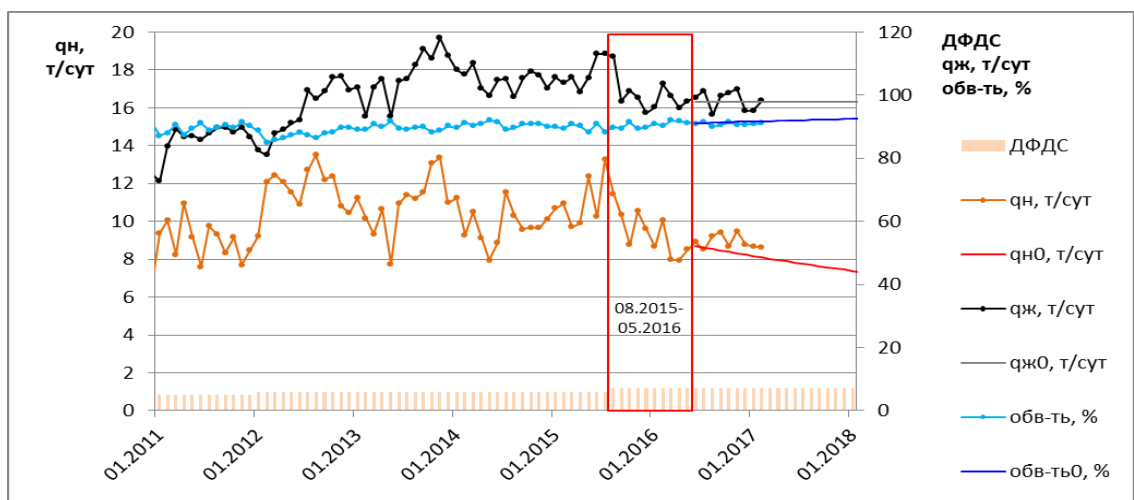
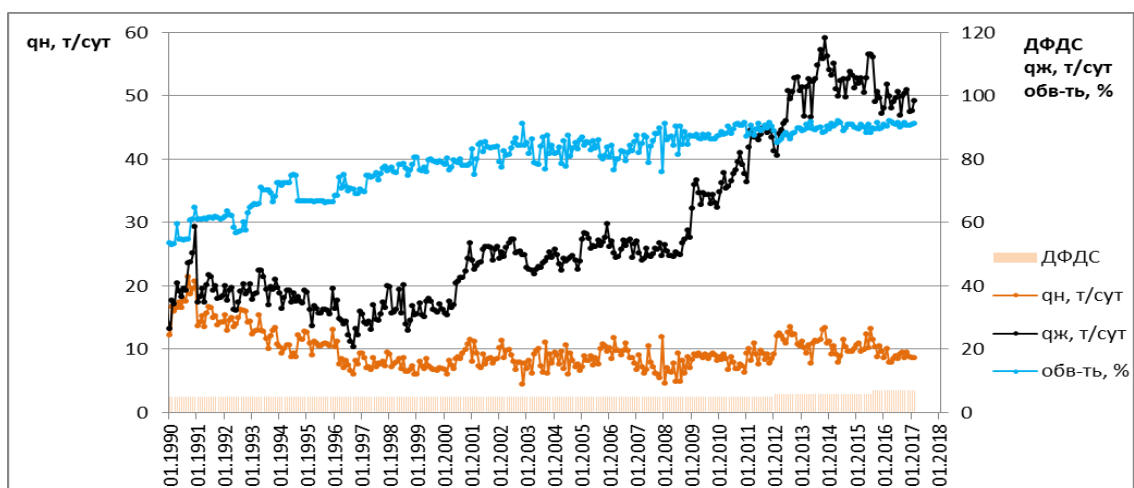
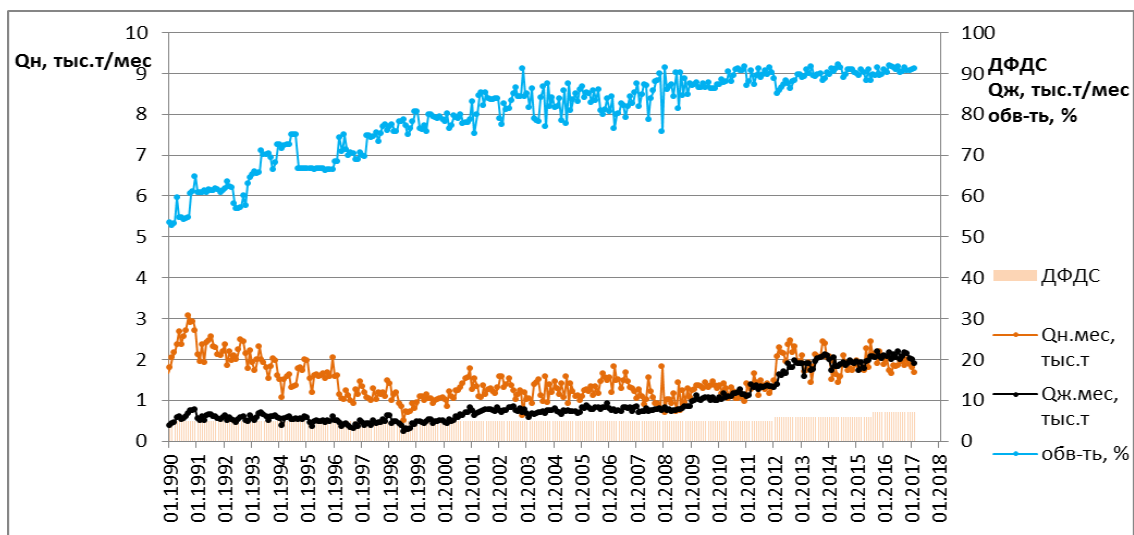
В диссертации рассмотрена оценка фактической технологической эффективности ОРЭ, проводимого на опытном участке скважины 3070Д. Расчет экономической эффективности применения ОРЭ в ячейке показал, что при принятых условиях и допущениях, проведение данного мероприятия является эффективным. Срок окупаемости капитальных вложений составляет 2 года



Примечание:

- 1) красным представлены участок экстраполяции и полученные зависимости для расчета базового профиля добычи нефти (без ОРЗ)
- 2) зеленым представлены участок экстраполяции и полученные зависимости для расчета прогнозируемого профиля добычи нефти (с ОРЗ)

Рисунок 3.7 – Участок 3070д. Характеристики вытеснения по реагирующим скважинам (по 7 скважинам)



Примечание:

- 1) период авг.2015-май.2016 – принят для экстраполяции и прогноза базового профиля добычи
- 2) $q_{н0}$, $q_{ж0}$, обв-ть0 – базовые показатели (без ОРЗ)

Рисунок 3.8 – Участок 3070д. Динамика добычи по реагирующим скважинам (по 7 скважинам)

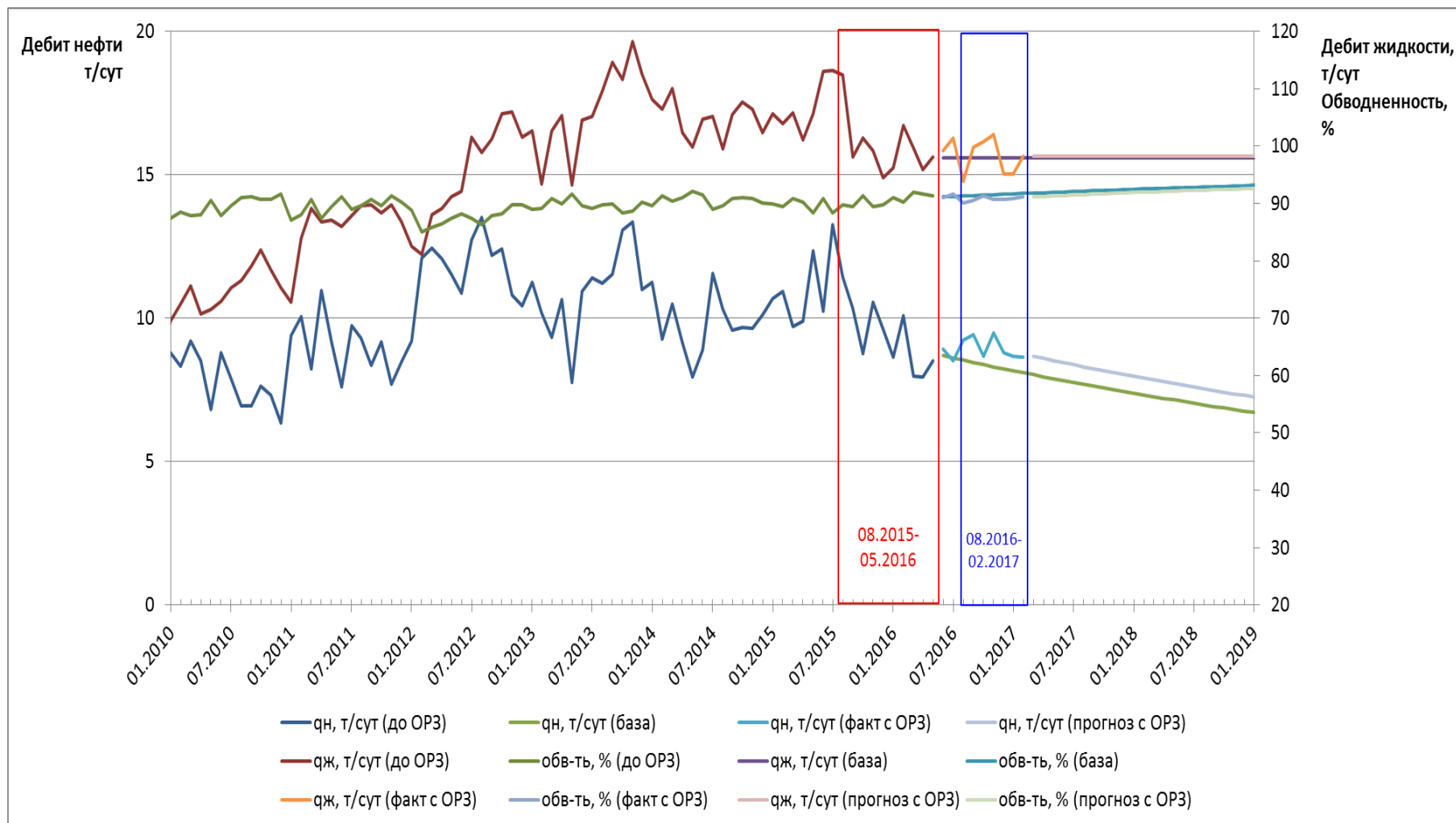


Рисунок 3.9 – Участок 3070Д. Прогнозный профиль добычи (по 7 скважинам)

Таблица 3.8 – Участок 3070д. Таблица расчета профиля добычи и дополнительной добычи

мес/год	Доб. фон д	Отр. дни	базовый вариант (без ОРЗ)								вариант с ОРЗ								Доп. добыча нефти, тонн	Суммарн. дополнит. добыча нефти, тонн
			Закачка воды, м3	Прием- ть, м3/сут	Добыча нефти, тонн	Добыча жид-ти, тонн	Дебит нефти, средний на 1 скв, т/сут	Дебит жидкости, средний на 1 скв, т/сут	Обв-ть, средняя, %	Добыча попутн. газа, м3	Закачка воды, м3	Прием- ть, м3/сут	Добыча нефти, тонн	Добыча жид-ти, тонн	Дебит нефти, средний на 1 скв, т/сут	Дебит жидкости, средний на 1 скв, т/сут	Обв-ть, средняя, %	Добыча попутн. газа, м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
01.2016	7	217	5159	166	1877	20884	8.7	96.2	91.0	46935										
02.2016	7	201	4697	162	2025	20812	10.1	103.5	90.3	50634										
03.2016	7	217	5837	188	1728	21643	8.0	99.7	92.0	43205										
04.2016	7	209	5021	167	1662	20058	8.0	96.0	91.7	41551										
05.2016	7	216	1668	58	1842	21204	8.5	98.2	91.3	46041										
06.2016	7	205	5072	169	1782	20081	8.7	98.0	91.1	44557	2418	173	1826	20343	8.9	99.2	91.0	45662	44	44
07.2016	7	217	5241	169	1869	21257	8.6	98.0	91.2	46736	6370	205	1847	21988	8.5	101.3	91.6	46184	-22	22
08.2016	7	214	5241	169	1827	20963	8.5	98.0	91.3	45663	6093	197	1978	20073	9.2	93.8	90.1	49450	151	174
09.2016	7	207	5072	169	1751	20277	8.5	98.0	91.4	43773	6312	210	1954	20662	9.4	99.8	90.5	48843	203	376
10.2016	7	214	5241	169	1794	20963	8.4	98.0	91.4	44850	6692	216	1858	21570	8.7	100.8	91.4	46453	64	441
11.2016	7	210	5072	169	1745	20571	8.3	98.0	91.5	43619	6863	229	1989	21411	9.5	102.0	90.7	49735	245	685
12.2016	7	213	5241	169	1754	20865	8.2	98.0	91.6	43850	7101	229	1874	20244	8.8	95.0	90.7	46838	120	805
01.2017	7	209	5241	169	1706	20473	8.2	98.0	91.7	42649	7147	231	1812	19878	8.7	95.1	90.9	45310	106	911
02.2017	7	194	4733	169	1570	19004	8.1	98.0	91.7	39258	5518	197	1675	19068	8.6	98.3	91.2	41887	105	1016
03.2017	7	214	5241	169	1716	20938	8.0	98.0	91.8	42892	6820	220	1853	21009	8.7	98.3	91.2	46327	137	1154
04.2017	7	207	5072	169	1646	20263	8.0	98.0	91.9	41152	6600	220	1778	20331	8.6	98.3	91.3	44447	132	1285
05.2017	7	214	5241	169	1686	20938	7.9	98.0	91.9	42160	6820	220	1821	21009	8.5	98.3	91.3	45536	135	1420
06.2017	7	207	5072	169	1618	20263	7.8	98.0	92.0	40454	6600	220	1748	20331	8.4	98.3	91.4	43693	130	1550
07.2017	7	214	5241	169	1658	20938	7.8	98.0	92.1	41450	6820	220	1791	21009	8.4	98.3	91.5	44768	133	1683
08.2017	7	214	5241	169	1644	20938	7.7	98.0	92.1	41097	6820	220	1775	21009	8.3	98.3	91.5	44386	132	1814
09.2017	7	207	5072	169	1578	20263	7.6	98.0	92.2	39440	6600	220	1704	20331	8.2	98.3	91.6	42596	126	1940
10.2017	7	214	5241	169	1617	20938	7.6	98.0	92.3	40417	6820	220	1746	21009	8.2	98.3	91.7	43650	129	2070
11.2017	7	207	5072	169	1552	20263	7.5	98.0	92.3	38791	6600	220	1676	20331	8.1	98.3	91.8	41894	124	2194
12.2017	7	214	5241	169	1590	20938	7.4	98.0	92.4	39756	6820	220	1717	21009	8.0	98.3	91.8	42936	127	2321

Продолжение таблицы 3.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
01.2018	7	214	5241	169	1577	20938	7.4	98.0	92.5	39427	6820	220	1703	21009	8.0	98.3	91.9	42580	126	2447
02.2018	7	193	4733	169	1413	18912	7.3	98.0	92.5	35332	6160	220	1526	18976	7.9	98.3	92.0	38158	113	2560
03.2018	7	214	5241	169	1553	20938	7.3	98.0	92.6	38813	6820	220	1677	21009	7.8	98.3	92.0	41917	124	2685
04.2018	7	207	5072	169	1490	20263	7.2	98.0	92.6	37261	6600	220	1610	20331	7.8	98.3	92.1	40240	119	2804
05.2018	7	214	5241	169	1528	20938	7.1	98.0	92.7	38196	6820	220	1650	21009	7.7	98.3	92.1	41250	122	2926
06.2018	7	207	5072	169	1467	20263	7.1	98.0	92.8	36671	6600	220	1584	20331	7.7	98.3	92.2	39603	117	3043
07.2018	7	214	5241	169	1504	20938	7.0	98.0	92.8	37595	6820	220	1624	21009	7.6	98.3	92.3	40601	120	3163
08.2018	7	214	5241	169	1492	20938	7.0	98.0	92.9	37296	6820	220	1611	21009	7.5	98.3	92.3	40278	119	3283
09.2018	7	207	5072	169	1432	20263	6.9	98.0	92.9	35812	6600	220	1547	20331	7.5	98.3	92.4	38675	114	3397
10.2018	7	214	5241	169	1469	20938	6.9	98.0	93.0	36719	6820	220	1586	21009	7.4	98.3	92.4	39654	117	3514
11.2018	7	207	5072	169	1410	20263	6.8	98.0	93.0	35261	6600	220	1523	20331	7.4	98.3	92.5	38079	113	3627
12.2018	7	214	5241	169	1446	20938	6.8	98.0	93.1	36158	6820	220	1562	21009	7.3	98.3	92.6	39047	116	3743
01.2019	7	214	5241	169	1435	20938	6.7	98.0	93.1	35878	6820	220	1550	21009	7.3	98.3	92.6	38745	115	3857
02.2019	7	193	4733	169	1287	18912	6.7	98.0	93.2	32168	6160	220	1390	18976	7.2	98.3	92.7	34739	103	3960
03.2019	7	214	5241	169	1414	20938	6.6	98.0	93.2	35355	6820	220	1527	21009	7.1	98.3	92.7	38180	113	4073
04.2019	7	207	5072	169	1358	20263	6.6	98.0	93.3	33958	6600	220	1467	20331	7.1	98.3	92.8	36671	109	4182
05.2019	7	214	5241	169	1393	20938	6.5	98.0	93.3	34829	6820	220	1504	21009	7.0	98.3	92.8	37611	111	4293
06.2019	7	207	5072	169	1338	20263	6.5	98.0	93.4	33455	6600	220	1445	20331	7.0	98.3	92.9	36128	107	4400
07.2019	7	214	5241	169	1373	20938	6.4	98.0	93.4	34315	6820	220	1482	21009	6.9	98.3	92.9	37056	110	4510
08.2019	7	214	5241	169	1362	20938	6.4	98.0	93.5	34059	6820	220	1471	21009	6.9	98.3	93.0	36780	109	4618
09.2019	7	207	5072	169	1309	20263	6.3	98.0	93.5	32720	6600	220	1413	20331	6.8	98.3	93.0	35333	105	4723
10.2019	7	214	5241	169	1343	20938	6.3	98.0	93.6	33565	6820	220	1450	21009	6.8	98.3	93.1	36245	107	4830
11.2019	7	207	5072	169	1290	20263	6.2	98.0	93.6	32247	6600	220	1393	20331	6.7	98.3	93.1	34823	103	4933
12.2019	7	214	5241	169	1323	20938	6.2	98.0	93.7	33082	6820	220	1429	21009	6.7	98.3	93.2	35724	106	5039
01.2020	7	214	5241	169	1314	20938	6.1	98.0	93.7	32842	6820	220	1419	21009	6.6	98.3	93.2	35465	105	5144
02.2020	7	200	4902	169	1220	19587	6.1	98.0	93.8	30508	6380	220	1318	19653	6.6	98.3	93.3	32944	97	5241
03.2020	7	214	5241	169	1295	20938	6.1	98.0	93.8	32385	6820	220	1399	21009	6.5	98.3	93.3	34971	103	5345
04.2020	7	207	5072	169	1245	20263	6.0	98.0	93.9	31119	6600	220	1344	20331	6.5	98.3	93.4	33604	99	5444
05.2020	7	214	5241	169	1277	20938	6.0	98.0	93.9	31931	6820	220	1379	21009	6.5	98.3	93.4	34480	102	5546
06.2020	7	207	5072	169	1227	20263	5.9	98.0	93.9	30685	6600	220	1325	20331	6.4	98.3	93.5	33135	98	5644
07.2020	7	214	5241	169	1260	20938	5.9	98.0	94.0	31488	6820	220	1360	21009	6.4	98.3	93.5	34002	101	5745
08.2020	7	214	5241	169	1251	20938	5.9	98.0	94.0	31266	6820	220	1351	21009	6.3	98.3	93.6	33763	100	5845
09.2020	7	207	5072	169	1202	20263	5.8	98.0	94.1	30050	6600	220	1298	20331	6.3	98.3	93.6	32449	96	5941
10.2020	7	214	5241	169	1234	20938	5.8	98.0	94.1	30839	6820	220	1332	21009	6.2	98.3	93.7	33301	98	6039
11.2020	7	207	5072	169	1186	20263	5.7	98.0	94.1	29641	6600	220	1280	20331	6.2	98.3	93.7	32007	95	6134
12.2020	7	214	5241	169	1217	20938	5.7	98.0	94.2	30421	6820	220	1314	21009	6.1	98.3	93.7	32850	97	6231

Таблица 3.9– Расчет экономической эффективности применения ОРЭ в ячейке № 3070д

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	Годы					ВСЕГО
			2016	2017	2018	2019	2020	2016-2020
А	В	С	1	2	3	4	5	6
1	Общий доход (от реализации нефти и газа и сокращения закачки воды)	тыс.тенге	32 848	64 938	73 170	65 117	64 748	300 820
1.1.	Доход от реализации нефти и газа	тыс.тенге	32 848	64 938	73 170	65 117	64 748	300 820
1.1.1.	- дополнительная добыча нефти	тонн	804,685	1 517	1 422	1 296	1 192	6 231
	Netback	тенге/тонна	40 264	42 274	50 920	49 693	53 803	
	справочно:							
1.1.2	- дополнительная добыча попутного газа	тыс.м3	20,117	37,913	35,540	32,404	29,798	156
	дополнительная добыча попутного газа	тонн	17,240	32,491	30,458	27,770	25,537	133
	Netback	тенге/тыс.м3	22 260,03	21 884,26	22 014,51	21 778,58	20 731,33	
2	Расходы всего		6 004	15 475	15 574	15 393	15 169	67 615
2.1.	Сырье и материалы	тыс.тенге	2 439	7 861	7 997	7 997	8 018	34 311
2.1.1	Вода на закачку (вода пластовая сточная)	тыс.тенге	2 439	7 861	7 997	7 997	8 018	34 311
2.2.	Текущие затраты, связанные с доп.добычей	тыс.тенге	1 418	4 289	4 261	4 080	3 883	17 930
2.3.	Накладные расходы	тыс.тенге	221	436	427	428	378	1 890
2.4.	Амортизация	тыс.тенге	1 926	2 889	2 889	2 889	2 889	13 483
3	Прибыль до налогообложения	тыс.тенге	26 844	49 463	57 596	49 723	49 579	233 205
4	Корпоративный подоходный налог	тыс.тенге	5 369	9 893	11 519	9 945	9 916	46 641
5	Чистая прибыль	тыс.тенге	21 475	39 571	46 077	39 779	39 663	186 564
6	Капитальные вложения	тыс.тенге	28 893					28 893
7	Денежный поток с учетом финансирования	тыс.тенге	-5 491	42 460	48 966	42 668	42 552	171 155
8	Накопленный денежный поток с учетом финансирования	тыс.тенге	-5 491	36 968	85 934	128 602	171 155	171 155
9	Ставка дисконтирования / WACC		14,34%	14,34%	14,34%	14,34%	14,34%	
10	Коэффициент дисконтирования		1,14	1,00	0,87	0,76	0,67	
11	Чистый дисконтированный поток	тыс.тенге	-6 279	42 460	42 825	32 637	28 466	140 109
12	Накопленный дисконтированный поток (NPV)	тыс.тенге	-6 279	36 181	79 006	111 643	140 109	140 109
13	Срок окупаемости (PBP)		2	-	-	-	-	2
14	PI	год	1	0	0	0	0	5,85

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенный анализ ОПИ технологии ОРЭ показал:

1) На месторождении Каламкас проведены ОПИ технологии ОРЗ на четырех скважинах №№ 1147, 5198, 3070Д, 3063.

2) Оборудование ОРЗ спущено в мае-июле 2016 года.

3) Технологический эффект достигнут в трех скважинах №№ 1147, 5198, 3063 – получено снижение обводненности до 1,2% и увеличение добычи нефти. Результаты оценки фактической технологической эффективности по данным скважинам по состоянию на 28.02.2017 г.:

по участку скважины 3070Д – за 9 мес., по 7 реагирующим скважинам:

- дополнительная добыча нефти – **1016 тонн**;
- снижение обводненности относительно базовой – на **0,5 %**;
- эффект продолжается.

4) По участку скважины 3063 технологического эффекта не получено. На данном участке рассматриваемые пласты представляют собой в целом единый пласт (сливающиеся между собой), ввиду чего реализация технологии ОРЗ на данном участке не является целесообразным.

5) По трем участкам, где получен положительный технологический эффект (1147, 5198, 3070Д), выполнен прогноз технико-экономических показателей до 2020 года, которая показала следующее:

- **по участку скважины 3070Д:** капитальные вложения составляют 28,9 млн.тенге, доходы от реализации продукции – 300,8 млн.тенге, эксплуатационные затраты – 51,0 млн.тенге, чистая операционная прибыль – 199,9 млн.тенге, накопленный денежный поток с учетом финансирования – 184,4 млн.тенге, окупаемость капитальных вложений – 2 года.

6) По полученным результатам ОПИ ОРЗ на трех скважинах №№ 1147, 5198, 3070Д получена зависимость снижения обводненности во времени (средняя по результатам трех участков, раздел 2.5). Данную зависимость предлагается использовать на текущем этапе для прогнозирования ОРЗ на новых потенциальных участках. При этом отборы жидкости принимать как на уровне до ОРЗ.

7) Для расширения технологии ОРЗ предлагается участок на горизонте Ю-I, нагнетательные скважины №№ 1153, 1156, 1157, 1158, 1161 – 5 ед. По данному участку прогнозируемая дополнительная добыча нефти за 3,5 года составляет 19351 тонна, срок окупаемости 3 года.

8) Внедрение технологии ОРЗ на месторождении Каламкас на сегодня на стадии опытно-промышленных испытаний. Расчеты, приведенные в настоящем отчете, являются предварительными, основанные на текущих результатах ОПИ. В последующем рекомендуется проводить обновление расчета прогнозируемой добычи и экономических показателей, с учетом

новых полученных фактических данных (динамики добычи, проводимых профилактических и ремонтных работ на скважинах при осложнениях и т.д.).

Проведенные опытные работы о целесообразности и дальнейшей возможности внедрения одновременно- раздельной эксплуатации в условиях Мангистауского региона при приобщении меловых и юрских отложений. С целью продолжения изучения вопроса ОРЭ требуется дальнейшее проведение опытно- промышленных работ по приобщению других эксплуатируемых горизонтов.

Использование скважин с ОРЭ позволяет сократить эксплуатационные затраты при добыче углеводородного сырья, а также снизить капитальные затраты на бурение новых скважин.

Перечень принятых сокращений

ОРЭ- Одновременно- раздельная эксплуатация
ГИС- Геофизические исследования
УВ- Углеводороды
НКТ- Насосно-компрессорные трубы
УГП - Установки газовые с параллельными рядами НКТ
НЛП- Низкопродуктивные пласты
ГРП- Гидравлический разрыв пласта
ББГС - Бурение боковых горизонтальных стволов
СКО- Соляно-кислотные обработки
УВО- Ударно-волновая обработка (УВО).
ПФП- Перераспределение фильтрационных потоков
ГТМ- Геолого- технические мероприятия
ЗБС- Зарезка боковых стволов
СПО- Спускоподъемные операции
ОРЗ- Одновременно-раздельная закачка
ППД- Поддержание пластового давления
ПЗ- Полимерное заводнение
ВГВ- Водогазовое заводнение
ОПИ- Опытно- промышленные испытания
КИН- Коэффициент извлечения нефти
ОГК- Определение герметичности колонны
ПУ «КМГ»- Производственное управление «Каламкасмунгаз»

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Пересчет начальных запасов нефти, газа и попутных компонентов юрской продуктивной толщи месторождения Каламкас по состоянию изученности на 01.01.2006 г.». ТОО «Научно-производственный центр», ТЭО КИН, АО «КазНИПИМунайгаз, г. Актау, 2007 г.
- 2 Тарифов, К. М. Одновременно-раздельная эксплуатация пластов в ОАО «Татнефть» [Текст] / К. М. Тарифов, Н. Г. Ибрагимов, А. Х. Кадыров, Р. Г. Заббаров, В. Г. Фадеев. - М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2011.
- 3 Крутоков, Б. С. Развитие методов раздельной закачки воды и раздельного отбора нефти в СССР и США. Опыт одновременной раздельной эксплуатации нескольких пластов через одну скважину / Сер. «Добыча»: науч.-аналит. и темат. обзоры. - М.: ЦНИИТЭнефтегаз, 1964.
- 4 Дорофеев В.И., Кувандыкова З.А. «Уточненный проект разработки месторождения Каламкас, АО «КазНИПИМунайгаз, г. Актау 2008 г.
- 5 Пересчет начальных запасов нефти, свободного газа, газа газовых шапок и растворенного газа по месторождению Жетыбай и Каламкас (по состоянию изученности на 01.01.2008 г.). Актау, 2009, 320с.
- 6 «Пересчет запасов свободного газа нижнемеловых отложений месторождения Каламкас по состоянию изученности на 01.01.2010 г.». ТОО «Научно-производственный центр».
- 7 Уточненный проект разработки месторождения Жетыбай и Каламкас, АО «КазНИПИМунайгаз, Актау, 2010, 248с.
- 8 В.Д. Лысенко «Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы», Москва, «Недра», 2009 г.
- 9 «Исследование горизонтов Ю-3С, Ю-1С месторождения Каламкас индикаторным методом», ТОО «Алстрон», 2013 г.
- 10 «Информационный отчет о результатах опытно-промышленных работ по испытанию полимерных растворов на опытных участках месторождения Каламкас,» АО «КазНИПИМунайгаз, г. Актау, 2017 г.
- 11 «Оценка расширения технологии одновременно-раздельной закачки на месторождении Каламкас», АО«КазНИПИМунайгаз, г.Актау, 2018г.
- 12 Лысенко В.Д. «Проектирование разработки нефтяных месторождений». Москва «Недра» 1987г.
- 13 Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2 ч. – М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002, 768 с.
- 14 Лысенко В. Д. «Оптимизация разработки нефтяных месторождений», М., Недра, 1991г.
- 15 Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. 2000, 414с.

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Сейтмаганбетов Сабит Сагынovich

Название: Одновременно раздельная эксплуатация нескольких эксплуатационных объектов на месторождений Каламкас

Координатор: Салимжан Умиршин

Коэффициент подобия 1:8,3

Коэффициент подобия 2:4,5

Замена букв:38

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- ☒ обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- ☐ обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, работа признается самостоятельной и допускается к защите.

.....
.....
.....

..... 30.06.2020

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Дипломный проект допускается к защите.....

.....

.....

.....

.....

30.06.2020
.....

.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на диссертацию магистранта

Казахского национального исследовательского технического университета
имени К.И.Сатпаева

Института Геологии, Нефти и Горного Дела им. К.Турысова

Кафедры Геология нефти и газа

Сейтмаганбетова Сабита Сагындовича

Специальность 6М070600 – «Геология и разведка месторождений полезных
ископаемых»

Тема диссертации: Одновременно раздельная эксплуатация нескольких
эксплуатационных объектов на месторождений Каламкас

Представленная магистерская работа посвящена применению
одновременного раздельного эксплуатации и добычи на месторождений Каламкас
на базе результатов анализа нефтепромысловых данных, геолого-геофизических
исследований и данные лабораторного анализа образцов керна.

Автором показано что месторождение Каламкас является многопластовым и
различается в свойствах продуктивных интервалов с использованием
фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Достоверность полученных
результатов и выводов подтверждается, прежде всего, имеющимися фактическими
геолого-геофизическими и промысловыми данными.

Хорошее владение компьютерными технологиями, оперативность и научный
подход, позволили диссертанту провести законченное научное исследование,
сделать практические выводы и подготовить магистерскую диссертацию на
хорошем уровне.

В процессе работы над диссертацией автором проработаны научные статьи,
отчетные материалы прошлых лет. Кроме того, опубликована 1 статья в сборнике
международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы
эксплуатации зрелых месторождений» в котором занимает основное содержание
диссертационной работы.

За время учебы и, в процессе выполнения магистерской работы
Сейтмаганбетов С. проявил себя как теоретически подготовленный, грамотный и
способный исследователь.

Представляется очевидным, что цель диссертационной работы Сейтмаганбетовой С. достигнута, а поставленные в ней задачи решены на высоком техническом уровне.

В целом, магистерская работа Сейтмаганбетовой С. отвечает основным требованиям, предъявляемым МОН РК к качеству магистерских работ.

По содержанию и степени освещения результатов исследований, графической базе, по уровню представления материалов диссертация Сейтмаганбетовой С. может быть оценена в 90% а автор, безусловно, достоин присуждения степени магистра технических наук по специальности 6М070600 - Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Научный руководитель:

Кандидат технических наук



Умиршин С.К.

РЕЦЕНЗИЯ

**на работу магистранта Сейтмаганбетова Сабита Сагыновича,
выполненной на тему «Одновременно-раздельная эксплуатация
нескольких эксплуатационных объектов на месторождении Каламкас»**

На рецензию представлен магистерский проект магистранта Сейтмаганбетова Сабита Сагыновича, выполненный на тему «Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких эксплуатационных объектов на месторождении Каламкас».

Одной из важнейших задач современного этапа развития нефтегазодобывающего комплекса Казахстана является повышение экономической эффективности разработки месторождений нефти и газа. Как показывает практика разработки нефтяных месторождений сложного строения, грамотная и эффективная эксплуатация залежей углеводородов зависит от множества факторов.

Газонефтяное месторождение Каламкас – многопластовое, имеется 8 горизонтов в отложениях мела и 13 продуктивных пластов - в толще юрского возраста. Для определения целесообразности применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух и более пластов подобран опытный участок в отложениях юры. Пласты-коллекторы юры сложены песчаниками и алевролитами с эффективной толщиной до первых десятков метров, нижним пределом пористости 18% и проницаемости – 11×10^{-3} мкм². В числе других немаловажных факторов приняты во внимание также однородность литологического состава пород, сходные и близкие значения пластовых давлений и свойств нефти, степень выработанности эксплуатируемых продуктивных горизонтов.

В диссертационной работе рассмотрены технологические основы ОРЭ, проведен анализ результатов исследований по данной технологии.

Научная новизна работы

Обоснована эффективность внедрения способа одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных залежей при разработке меловых и юрских коллекторов порового типа на месторождении Каламкас.

Основные защищаемые положения

- Месторождение Каламкас является многопластовым и различается в свойствах продуктивных интервалов. В связи с этим разработка может вестись несколькими способами:
 1. Каждый пласт разрабатывается индивидуальной сеткой скважин;
 2. Последовательная разработка пластов;
 3. Применение технологии ОРЭ путем раздельной разработки эксплуатируемых пластов одной сеткой в один период времени.
- При одновременной эксплуатации множества объектов месторождения сложно сдерживать приток флюида и вместе с тем не удастся определить

его объем из каждого пласта. При этом возникает ряд проблем, связанных с эффективностью добычи углеводородов из многопластового резервуара:

1. При закачке воды через нагнетательные скважины в пласт, она будет вытеснять нефть из более проницаемых пропластков. Нефть, которая находится в зоне с наихудшими коллекторскими свойствами, остается не вытесненной.
2. С целью добычи невыработанных запасов используются различные методы увеличения нефтеотдачи и зарезка боковых стволов из скважин, что несёт в себе значительные финансовые затраты.

Применение мероприятий, связанных с использованием специального устьевого оборудования для ОРЭ и пакерной конструкции, позволяет контролировать приток пластового флюида из каждого продуктивного интервала, вести их непрерывный мониторинг, а также способствует выравниванию фронта вытеснения пластового флюида путём регулирования закачки и добычи на каждой скважине.

Учитывая неоспоримые преимущества предложенного метода, в диссертационной работе обосновано применение на месторождении Каламкас технологии одновременно-раздельной эксплуатации и добычи, что позволит сократить сроки разработки, приводит к уменьшению капитальных вложений и достижению требуемой высокой экономической эффективности проекта при заданных значениях КИН.

Пояснительная записка выполнена с применением компьютерной технологии.

При встречах и беседе студент Сейтмаганбетов С.С. показал достаточный уровень теоретических знаний по вопросам использования технологии ОРЭ в своей дальнейшей производственной деятельности.

На основании вышеизложенного, магистерская работа магистранта Сейтмаганбетов С.С. на тему «Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких эксплуатационных объектов на месторождении Каламкас» заслуживает высокой оценки, а его автор достоин присвоения академической степени магистр технических наук.

Рецензент
горный инженер-геолог,
председатель Правления ТОО
«Aral Munai Gas»



Ескожа Б.А.

Июнь, 2020