

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Технический Исследовательский Университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Нефтяная инженерия

Жиембай Бегім Сәрсенғазыұлы

Анализ и разработка геолого-технических мероприятий для высокообводненных скважин  
месторождения Узень

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Специальность 7М07202 «Нефтяная инженерия»

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ

КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

УДК 622.276

На правах рукописи

Жиембай Бегім Сәрсенғазыұлы

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

На соискание академической степени магистра

Название диссертации                      Анализ и разработка геолого-технических  
мероприятий для высокообводненных скважин  
месторождения Узень

Направление подготовки                      7M07202 – Нефтяная инженерия

Научный руководитель, доктор

PhD  Жапшасбаев Б.Ж.

« 23 » июня 2021 г.

Рецензент, доктор PhD

 Гусенов И.Ш.

« 23 » июня 2021 г.

Нормоконтроль, доктор PhD

 Жапшасбаев Б.Ж.

« 23 » июня 2021 г.

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой  
Нефтяной инженерии, м.т.н.  
\_\_\_\_\_ Дайров Ж.К.

«    » \_\_\_\_\_ 2021 г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ

КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Нефтяная инженерия

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой «Нефтяной  
инженерии»,  
министр технических наук  
\_\_\_\_\_ Дайров Ж.К.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение магистерской диссертации**

Магистранту Жиёмбай Бегім Сәрсенгазыұлы

Тема: Анализ и разработка геолого-технических мероприятий для высокообводненных скважин месторождения Узень

Утверждена приказом Ректора Университета №330-М от "11" \_ 11\_2019г.

Срок сдачи законченной диссертации "23" \_06\_2021г.

Исходные данные к магистерской диссертации: Анализ разработки месторождения Узень 13-18 горизонты по состоянию на 01.01.2018 г.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) Обзор геолого-физических факторов и причин обводнения
- б) Анализ разработки и обводнения месторождений Узень
- в) Методы ограничения притока воды в нефтяные скважины

Рекомендуемая основная литература:





- 1.Денисов С.Б., Евдокимов И.В.С., Рудач В.С. И др. Применение диагностических диаграмм для оценки причин высокой обводненности скважин // Нефтяное хозяйство. – 2012.
- 2.Закиров С.Н. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М: Недра, 2004.
- 3.Демахин С.А., Демахин А.Г. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины: Справочное пособие.М.: «Издательский дом Недра», 2011.213 с.
- 4.Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Оптимизация примеиеения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов на залежах трудноизвлекаемых запасов нефти Западной Сибири: Учеб, пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - 159 с., ил.

**ГРАФИК**  
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Обзор геолого-физических факторов и причин обводнения. Механизм и технология ограничения водопритоков с целью повышения нефтеотдачи пластов. Источники обводнения нефтяных скважин Обводнение нефтяных скважин	02.06.2020	
Анализ разработки и обводнения месторождений Узень. Уточнение характеристики геологического строения. Свойства и состав пластовых вод. Динамика обводненности продукции и рекомендуемые ГТМ. Изучение характера внедрения воды по отдельным пластам и участкам	07.01.2021	
Методы ограничения притока воды в нефтяные скважины. Классификация методов ограничения водопритока. Устранение негерметичности обсадной колонны. Ограничение поступления краевых и закачиваемых вод. Ограничение поступления подошвенных вод. Ликвидация заколонных межпластовых перетоков	31.05.2021	

## 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
Обзор геолого-физических факторов и причин обводнения	Жаппасбаев Б.Ж. доктор PhD	23.06.21	
Анализ разработки и обводнения месторождений Узень	Жаппасбаев Б.Ж. доктор PhD	23.06.21	
Методы ограничения притока воды в нефтяные скважины	Жаппасбаев Б.Ж. доктор PhD	23.06.21	
Нормоконтролер	Жаппасбаев Б.Ж. доктор PhD	23.06.21	

Научный руководитель



Жаппасбаев Б.Ж.

Задание принял к исполнению обучающийся



Жиембай Б.С.

Дата " 23 " июня 2021г.

## **АННОТАЦИЯ**

В данной работе приведена разработка и экспертиза геолого-технических мероприятий по разработке высокообводненных скважин Узеньского месторождения.

В разделах работ дан конкретный геолого-производственный характер проводимых производственных мероприятий по сильно обводненным скважинам. Проанализированы основные причины обводнения и ведущие к нему геолого-физические факторы, сделаны выводы по научно-технической литературе и по данным месторождения.

Проанализированы состояние разработки Узеньского месторождения, динамика обводнения продукции, предложены конкретные геолого-технические меры для скважин с обводненностью по горизонтам выше 95-98% и в зонах аномальной компенсации.

## АҢДАТПА

Бұл жұмыста Өзен кенорнының өнімі жоғары суланған ұңғылары үшін жасалатын геолого-техникалық шараларды игеру және сараптау келтірілген.

Жұмыс бөлімдерінде жоғары суланған ұңғылар бойынша жүргізілетін өндірістік шаралардың нақты геолого-өндірістік сипаты берілген. Негізгі сулану себептері мен оған әкелетін геолого-физикалық факторлар сарапталды, ғылыми техникалық әдебиеттер мен кенорынның берілістері бойынша тұжырым жасалды.

Өзен кенорнының игерілу жағдайы, өнімнің сулану динамикасы сарапталып, горизонттар бойынша сулануы 95-98% жоғары және аномальды компенсациялы зоналардағы ұңғылар үшін нақты геолого-техникалық шаралар ұсынылды.

## **ABSTRACT**

This paper presents the development and expertise of geological and technical measures for the development of high-water wells of the Uzenskoye field.

In the sections of the work, the specific geological and production nature of the production activities carried out for heavily watered wells is given. The main causes of flooding and the geological and physical factors leading to it are analyzed, conclusions are drawn from the scientific and technical literature and from the field data.

The state of development of the Uzen field, the dynamics of product flooding are analyzed, and specific geological and technical measures are proposed for wells with horizontal water content above 95-98% and in areas of abnormal compensation.



## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1.ОБЗОР ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ И ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ	12
1.1 Обводнение нефтяных скважин	12
1.2 Источники обводнения нефтяных скважин	15
1.3Механизм и технология ограничения водопритоков с целью повышения нефтеотдачи пластов	24
Вывод к 1 главе	29
2АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ И ОБВОДНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УЗЕНЬ	30
2.1 Уточнение характеристики геологического строения	30
2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика	30
2.2 Уточнение основных параметров пластов эксплуатационного объекта	33
2.3 Свойства и состав пластовых вод	36
2.4 Технология и текущее состояние разработки	37
2.5 Динамика обводненности продукции и рекомендуемые ГТМ	42
2.6 Характеристика закачки воды и ГТМ аномальными значениями компенсации	49
2.7 Изучение характера внедрения воды по отдельным пластам и участкам	54
Выводы к 2 главе	61
3. МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ В НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ	62
3.1 Классификация методов ограничения водопритока	62
3.2 Устранение негерметичности обсадной колонны	64
3.3 Ликвидация заколонных межпластовых перетоков	65
3.4 Ограничение поступления подошвенных вод	67
3.5 Ограничение поступления краевых и закачиваемых вод	69
Выводы к 3 главе	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	73
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	74

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы - от проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), от эффективной работы с существующим фондом нефтяных скважин зависят ключевые экономические показатели предприятия. Эксплуатационные затраты на высокообводненный фонд скважин превышают доходы от реализации добываемой нефти. Поддержание уровней добычи нефти на месторождениях с высоким значением выработки начальных извлекаемых запасов, высокой обводненностью в основном обеспечено ГТМ с фондом скважин.

Цель - повышение выработки запасов нефти обводненных залежей посредством разработки и внедрения методики обоснования технологических параметров работы скважин.

Задачи работы: Обзор геолого-физических факторов и причин обводнения, Анализ результатов применения технико-технологических решений по повышению эффективности эксплуатации скважин, дренирующих обводненные залежи нефти, анализ динамики обводненности продукции и рекомендуемые ГТМ, Исследование влияние геолого-физических характеристик и техник технологических параметров эксплуатации скважин на показатели выработки запасов нефти залежей с различными видами обводнения и закачки воды и ГТМ аномальными значениями компенсации.

Научная новизна: 1) В зонах с низкой компенсацией ( $\leq 100\%$ ) представленный комплекс мероприятий в основном направлен на увеличение приемистости нагнетательных скважин за счет проведения кислотных обработок, прострелочно-взрывных работ, а также вскрытия перекрытых интервалов перфорации силами КРС, 2) В зонах с высокой компенсацией ( $\geq 200\%$ ) в большинстве случаев рекомендованы мероприятия по остановке на ограничение (непроизводительная закачка), использованию полимеров, установке штуцеров, и устранению негерметичности эксплуатационной колонны силами КРС. По зонам с компенсацией  $\geq 400\%$  основной комплекс мероприятий по скважинам связан с непроизводительной закачкой, 3) Для более оптимальной выработки запасов нефти на площади необходимо продолжить трассерные исследования с целью определения направления потоков нагнетаемых вод. Это даст возможность определить охват пласта заводнением в каждом элементе разработки, что в свою очередь определит рациональность выработки запасов в ячейках, 4) Предупреждение преждевременных прорывов воды, выявление и устранение нерациональных объемов воды между нагнетательными и добывающими скважинами

Теоретической и методологической основой исследования стали труды отечественных и зарубежных ученых в области добычи нефти в осложненных условиях. Проведение анализа технологических показателей месторождения Узень, анализ и оценка ГТМ, выполнение систематизации и анализа результатов исследований. При выполнении работы использованы

методы как сравнительный анализ, обобщение, а также теоретическое исследование, изучение процессов, динамики и характеристики работы обводненных скважин.

Практическая база – нефтегазовые 13-18 горизонты месторождение Узень и характеристики скважин месторождения с различными степенями обводненности продукций.

Апробация. По результатам диссертационного исследования были опубликованы 1 статья «Современные технологии в науке и образовании», материалы международной научно-практической конференции, Актау, 28 апреля, 2021, в которых нашли отражение теоретические принципы и результаты работы.

#### Публикации

1. Международной научно-практической конференции «Современные технологии в науке и образовании», 28 апреля, 2021.

«Исследование мероприятий по борьбе с водопроявлениями при эксплуатации скважин» - Жиембай Б.С.

# 1 ОБЗОР ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ И ПРИЧИН ОБВОДНЕНИЯ

## 1.1 Обводнение нефтяных скважин

Основными факторами, обуславливающими темп обводнения нефтяных скважин и эффективность заводнения нефтяной залежи, являются геолого-физические. Превышение вязкости пластовой нефти над вязкостью закачиваемой воды. Введено понятие вязкого языкообразования фронта вытеснения, т.е. образования опережающих потоков вытесняющей воды в нефтенасыщенной пористой среде. Оно обуславливается превышением вязкости вытесняемого агента над вязкостью вытесняющего и усиливается с его ростом.

Темп обводнения нефтяных скважин возрастает с увеличением величины соотношения вязкостей пластовой нефти и закачиваемой воды. Такие выводы делают М.Л. Сургучев и Ю.В. Желтов, М.М. Саттаров и И.Х. Сабиров, и другие исследователи. Соотношение вязкостей вытесняемого и вытесняющего флюидов влияет на темп обводнения скважин более сильно, чем проницаемостная неоднородность пласта и присутствие подстилающих вод. Интенсивное обводнение скважин контурной или закачиваемой водой может являться результатом высоких локальных скоростей фильтрации из-за проницаемостной неоднородности пласта. Отмечает, что в неоднородных пластах закачиваемая вода наиболее быстро продвигается по его высокопроницаемым пропласткам, а проницаемостная неоднородность пласта является фактором, снижающим эффективность вытеснения нефти водой. Согласно промысловым данным, при совместной эксплуатации нескольких различающихся по проницаемости нефтяных пластов в них происходит неравномерное вытеснение нефти водой, снижение конечного КИН и увеличение сроков разработки залежи. Выделяет три типа проницаемостной неоднородности пласта: площадная, вертикальная и связанная с трещиноватостью продуктивных пород. В.Д. Лысенко также выделяет три типа проницаемостной неоднородности пласта: зональная, послойная и связанная с его прерывистостью. Выделяют два уровня геологической неоднородности: микро и макронеоднородность. Рекомендуются выделять четыре уровня геологической неоднородности от размеров кристалла до размера более 10,0 м. Разные варианты послойной проницаемостной неоднородности пласта, их седиментационная первопричина и влияние на эффективность заводнения. Эффективность заводнения нефтяного пласта наиболее проблемным вариантом его послойной проницаемостной неоднородности является вариант с увеличением проницаемости по разрезу сверху вниз. Макронеоднородность нефтяного пласта обуславливает неравномерность его заводнения, а микро-неоднородность препятствует полному вытеснению нефти из его

заводненных участков. Различает два типа остаточной нефти. Первый формируется в застойных зонах пласта и пропластках, а также в присводовых участках залежи. Второй представлен остаточной нефтенасыщенностью промытых водой участков пласта. В гидрофобных коллекторах она представлена пленочно-связанной нефтью и нефтью, сохранившейся в тупиковых порах. В гидрофильных же коллекторах остаточная нефть сохраняется в крупных и средних порах, как капиллярно защемленная, механизм формирования. Капиллярные силы и другие факторы, усиливающие влияние проницаемостной неоднородности пласта на темп обводнения скважин закачиваемой водой. Вода в гидрофильных коллекторах под действием капиллярных сил проникает из заводненных пропластков в нефтенасыщенные, имеющие меньшую проницаемость. Поэтому с теоретической точки зрения капиллярные силы способствуют увеличению конечного КИН и снижению, таким образом, интенсивности обводнения скважин. Действие капиллярных сил не может затормозить послойное обводнение пластов, которое обуславливается проницаемостной макронеоднородностью пласта. При этом для наибольшего положительного влияния капиллярных сил скорость вытеснения нефти водой должна быть в 2 – 4 раза ниже скорости капиллярной пропитки. Поэтому при реальных скоростях вытеснения нефти водой из пласта повышение конечного КИН за счет действия капиллярных сил невозможно. Послойное заводнение нефтяного проницаемостно-неоднородного пласта создает на контакте заводненного и нефтенасыщенного пропластков резкий скачок насыщенности, а капиллярные силы лишь снижают его, образуя размытые зоны. Анализом промыслового материала многих нефтяных месторождений с совместной эксплуатацией разнопроницаемых пластов отмечены факты отключения из заводнения наименее проницаемых из них. Это объяснено влиянием капиллярных сил. Гидрофильной породе капиллярное давление принимает максимальное значение в условиях ее начальной водонасыщенности. При смешанной же смачиваемости породы в условиях низкой водонасыщенности пористой среды капиллярное давление также принимает положительное значение, однако с увеличением водонасыщенности становится отрицательным, создавая дополнительное гидросопротивление вытеснению и стимулируя движение закачиваемой воды по уже промытым каналам пласта. Другим отрицательным проявлением капиллярных сил является так называемый концевой капиллярный эффект. Он заключается в образовании в ПЗП вокруг добывающей скважины области, повышенной водонасыщенности в ходе ее эксплуатации. Поскольку капиллярные силы принимают наибольшие значения в тонкопористой среде, данный эффект снижает эффективность вытеснения в первую очередь в низкопроницаемых пропластках. Это усиливает отрицательное влияние проницаемостной неоднородности пласта. Анализ результатов промыслово-геофизических исследований (ПГИ) нагнетательных скважин показал, что наименее проницаемый пропласток не принимает закачиваемую воду, если

соотношение проницаемостей пропластков продуктивного пласта превышает значение 5,0. Причиной отмеченной закономерности могут служить аномальные свойства пластовых нефтей. Исследованиями показано, что вязкость нефти в граничных слоях на поверхности продуктивной породы в 5 – 10 раз выше вязкости нефти в объеме. Благодаря этому при существующих градиентах давления в разрабатываемых пластах граничные слои нефти остаются неподвижными. Учитывая то, что со снижением размеров пор растёт доля нефти, сосредоточенной в граничных слоях, коэффициент вытеснения в низкопроницаемых пропластках снижается, усиливая темп обводнения скважин за счет холостого движения закачиваемой воды по промытым высокопроницаемым. Абсолютная проницаемость кернов меловых отложений для воды вдвое ниже, чем для газа, обусловлен набухаемостью глин цемента пород. Благодаря набухаемости глинистого цемента породы при контакте с водой точка ее равных относительных фазовых проницаемостей (ОФП) при снижении газовой проницаемости с 220 до 20 мД. смещается в сторону большей нефтенасыщенности. Благодаря этому коэффициент вытеснения снижается до 0,406 при его расчетном значении для данной абсолютной проницаемости 0,434, что интенсифицирует опережающее обводнение скважин. Исследованиями трещинности коллекторов и ее влияния на эффективность разработки нефтяных месторождений занимались Г.И. Баренблатт, В.М. Ентов, Ю.П. Желтов и другие ученые. В продуктивном пласте, имеющем в начальный период разработки слабые признаки трещинности, трещины могут развиваться при нагнетании воды. При эксплуатации залежи на режиме истощения снижается ее пластовое давление. Поэтому при переводе скважины под нагнетание в ней под действием столба воды и за счет резкого охлаждения ПЗП происходит гидроразрыв (эффект атоГРП). Он усиливается с ростом количественного соотношения добывающих и нагнетательных скважин, обуславливающим необходимость увеличения давления нагнетания. Факторами, способствующими данному явлению, являются присутствие мехпримесей в закачиваемой воде, а также солевая несовместимость закачиваемой и пластовой вод. Механические примеси, содержащиеся в закачиваемой воде, по кольматирующей способности можно расположить в следующем порядке: продукты коррозии металла > песок и глина > карбонат кальция > сульфид железа > сульфаты кальция, бария и т.д. Система ППД сама является источником мехпримесей, поставляющим в пласт более трети всего объема загрязнений. В закачиваемую воду привносятся ионы железа в закисной и окисной формах. Закисное железо при контакте с кислородом переходит в окисное, которое формирует суспензии, загрязняющие ПЗП. Кольматация ПЗП мехпримесями побуждает увеличивать давление нагнетания для сохранения объемов закачки, что приводит к дальнейшему развитию трещин. При закачке в пласт подтоварной воды к описанному добавляется отрицательное влияние содержащихся в ней остаточных нефтепродуктов. Геологическим фактором, усиливающим отрицательное

влияние трещинности пласта на эффективность разработки нефтяной залежи, является низкая проницаемость коллектора (НПК). Геологической особенностью НПК является двухмодальное распределение пор по размерам, обуславливающее высокую удельную поверхность и высокую микронеоднородность пород. Это обуславливает отмеченную И.Т. Мищенко особенность залежей с НПК, заключающуюся в невысокой эффективности как заводнения, так и методов повышения КИН. Анизотропия пласта по проницаемости, измеряемая величиной отношения вертикальной проницаемости монолитного пласта к его проницаемости по латерали, попределяет интенсивность обводнения скважины подошвенной водой. Сравнение величин обводненности скважин, обводняющихся за счет конуса воды, с рассчитанными по формуле М.М. Глаговского – М.А. Чарного показало, что фактическая обводненность ниже расчетной вследствие того, что формула не учитывает проницаемостную анизотропию пласта. Поэтому характеристика пласта является одним из факторов, определяющих темп обводнения скважин ЗПВ. Механизм обводнения скважин, положительного действия технологий увеличения охвата пласта заводнением, ОВП и РИР в скважинах, а также форсирования в них отборов жидкости (ФОЖ).

## **1.2 Источники обводнения нефтяных скважин**

Высокие темпы добычи нефти заводнением на нефтяных месторождениях и геолого-геофизические особенности строения продуктивных пластов приводят к интенсивному и быстрому обводнению добываемой продукции скважин задолго до достижения потенциально возможного уровня добычи нефти. Основными причинами обводнения добывающих скважин являются:

- нарушение герметичности эксплуатационной колонны;
- поступление воды по негерметичному заколонному пространству из выше- или нижележащих водоносных пластов;
- подтягивание конуса подошвенной воды;
- поступление контурной или нагнетаемой воды;
- поступление воды по трещинам;
- техногенные факторы.

Нарушение герметичности эксплуатационной колонны вследствие ослабления резьбовых соединений, коррозионного разрушения, прожога электрическим током, механического повреждения труб при ремонтных работах и других нарушений крепи скважины выше продуктивного интервала перфорации приводит к преждевременному обводнению нефтесодержащих пластов верхними водами, не участвующими в вытеснении нефти (рисунок 1.1).

Попадание их в скважину приводит, во-первых, к росту энергетических затрат на отбор из скважины посторонней воды. Во-вторых, эта вода, проникая в продуктивный пласт, ухудшает условия притока нефти из

продуктивного пласта, снижает фазовую проницаемость для нефти. В связи с этим ограничение водопритоков в скважины необходимо начинать в процессе строительства скважины путем обеспечения надежной крепи и качественного разобщения продуктивных пластов.

При низком качестве разобщения пластов, возникающем из-за нарушения герметичности цементной крепи в заколонном пространстве, возникают *заколонные перетоки* воды в интервал перфорации из выше- или (и) нижележащих водоносных горизонтов (рисунок 1.2).

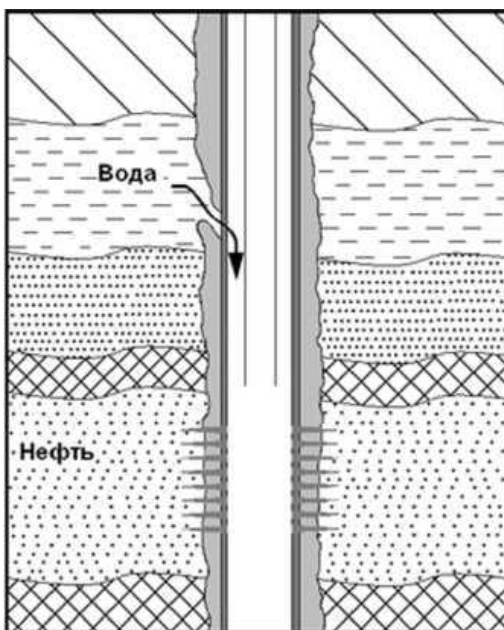


Рисунок 1.1-Обводнение скважин из-за нарушения герметичности эксплуатационной колонны

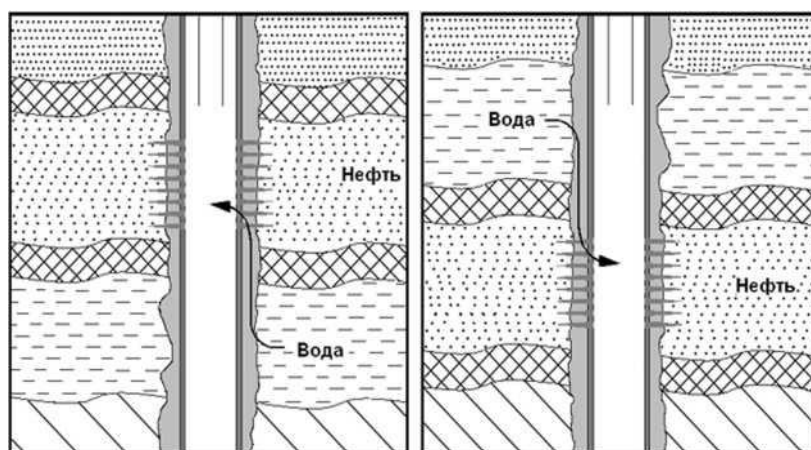


Рисунок 1.2- Заколонное обводнение:  
а - из нижележащего пласта; б - из вышележащего пласта



При этом может происходить нарушение как самого цементного камня, так и его контакта с обсадными трубами или стенкой скважины. Каналами перетока флюидов в заколонном пространстве может служить как вся площадь кольцевого пространства в скважинах, так и часть его (там, где нарушена сплошность заполняющего кольцевое пространство цементного кольца или есть зазоры между ним и ограничивающими его стенками колонны и скважины).

Основными причинами возникновения негерметичности крепи скважин являются:

- некачественное цементирование при строительстве скважин из-за неполного замещения бурового раствора цементным, образование каналов и трещин при его загустевании и твердении;
- низкое качество цементного состава;
- плохое сцепление цементного камня с трубами и породами;
- рыхлая глинистая корка на стенках скважины;
- нарушение сплошности цементного кольца в процессе перфорации, бурения и других технологических операций в скважине, сопровождающихся ударными нагрузками на обсадную колонну;
- коррозионное разрушение цементного камня.

Поступление воды из других горизонтов по негерметичному заколонному пространству приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции, снижению производительности добывающей скважины по нефти и отражается на конечной нефтеотдаче пластов из-за возможного оттока нефти из призабойной зоны скважины. Нередко приток воды из-за заколонных перетоков в несколько раз превышает приток жидкости из продуктивного пласта.

Еще одной причиной поступления воды в скважину является образование *конусов подошвенной воды* (рисунок 1.3). Явление конусообразования характерно для литологически однородных пластов, в которых залежь подстилается подошвенными водами. Это могут быть как полностью водоплавающие залежи с самого начала разработки, так и воды в краевых частях залежи. Кроме того, не исключено поступление воды по подошвенной части пласта и в более поздние периоды разработки. Создающаяся вокруг ствола скважины зона пониженного давления способствует поступлению воды к отверстиям перфорации, в то время как на удалении от скважины общее положение водонефтяного контакта может быть значительно ниже. По мере продолжения форсированного отбора жидкости из скважины конус подошвенных вод поднимается все выше и может полностью перекрыть приток нефти из пласта.

Особенно легко создаются конусы воды в однородных по проницаемости пластах и при большей разности вязкостей нефти и пластовой воды, причем конусы воды возникают тем быстрее, чем больше вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды. Анизотропия пласта, когда проницаемость по наслоению значительно выше проницаемости

перпендикулярно слоистости и небольшая разность вязкости нефти и пластовой воды затрудняют образование конусов подошвенной воды, а наличие даже очень незначительного по мощности прослоя глинистой породы, если он не нарушен бурением, может вообще предотвратить его возникновение.

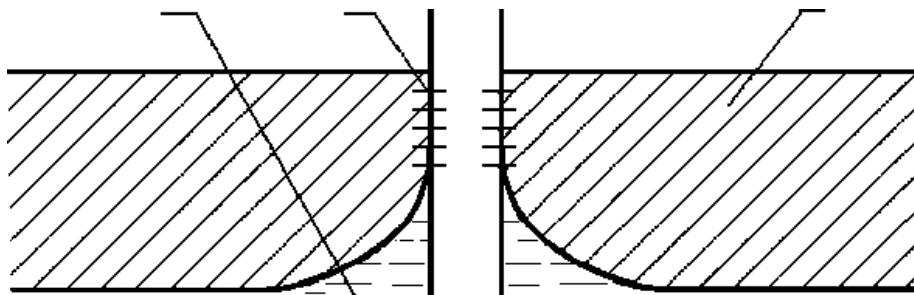


Рисунок 1.3- Образование конуса подошвенных вод в скважине:

**1** - нефтенасыщенная часть пласта; **2** - водонасыщенная часть пласта; **3** – интервал перфорации

Таким образом, возможность образования конусов воды в значительной степени зависит от свойств нефти и воды в пластовых условиях, степени анизотропии пласта, наличия или отсутствия прослоев непроницаемых пород в разрезе продуктивного пласта и темпа его разработки. Преждевременное обводнение скважин из-за образования конуса подошвенных вод приводит к снижению нефтеотдачи пласта, уменьшению коэффициента извлечения нефти, увеличению сроков разработки и, в конечном счете, к большим финансовым потерям.

В процессе разработки месторождений в скважины может поступать *контурная* или *нагнетаемая* вода.

Поступление в скважину контурной пластовой воды происходит за счет влияния природного водонапорного или упруговодонапорного режима. Это сопровождается подъемом ВНК, перемещением (стягиванием) контуров нефтеносности, постепенным уменьшением размеров залежи, превращением ее в залежь, полностью подстилаемую водой.

На поздних стадиях разработки месторождений с целью поддержания дебитов нефти на определенном уровне приходится прибегать к заводнению нефтяных пластов, нагнетая под высоким давлением воду или растворы на ее основе. При законтурном заводнении происходит внедрение в пласт сначала оторочки пластовой воды, а затем поступает нагнетаемая вода. В остальном, внедрение воды сопровождается теми же явлениями, что и при обводнении пластовыми водами. При внутриконтурном заводнении в пласты сразу внедряется нагнетаемая вода, создаются искусственные водонефтяные контакты, постепенно удаляющиеся от нагнетательных скважин.

Создающиеся при внедрении воды разделы могут иметь разные формы, при этом ВНК может перемещаться параллельно его

первоначальному положению, наклонно или приобретать сложную форму (рисунок 1.4). Характер перемещения ВНК и контуров нефтеносности и их форма определяются такими факторами, как соотношение вязкостей нефти и воды, геологическая неоднородность продуктивного пласта, размеры водонефтяных зон и др.

Продвижение ВНК происходит тем более равномерно, чем ближе соотношение вязкостей нефти и воды. При этом более равномерно дренируется залежь, и вода позднее начинает поступать на забои добывающих скважин. Однако на практике такие условия встречаются крайне редко, поэтому происходит усложнение формы ВНК. Наиболее благоприятна эксплуатация скважин с соотношением вязкостей нефти и пластовой воды  $\text{Цо} < 1$ .

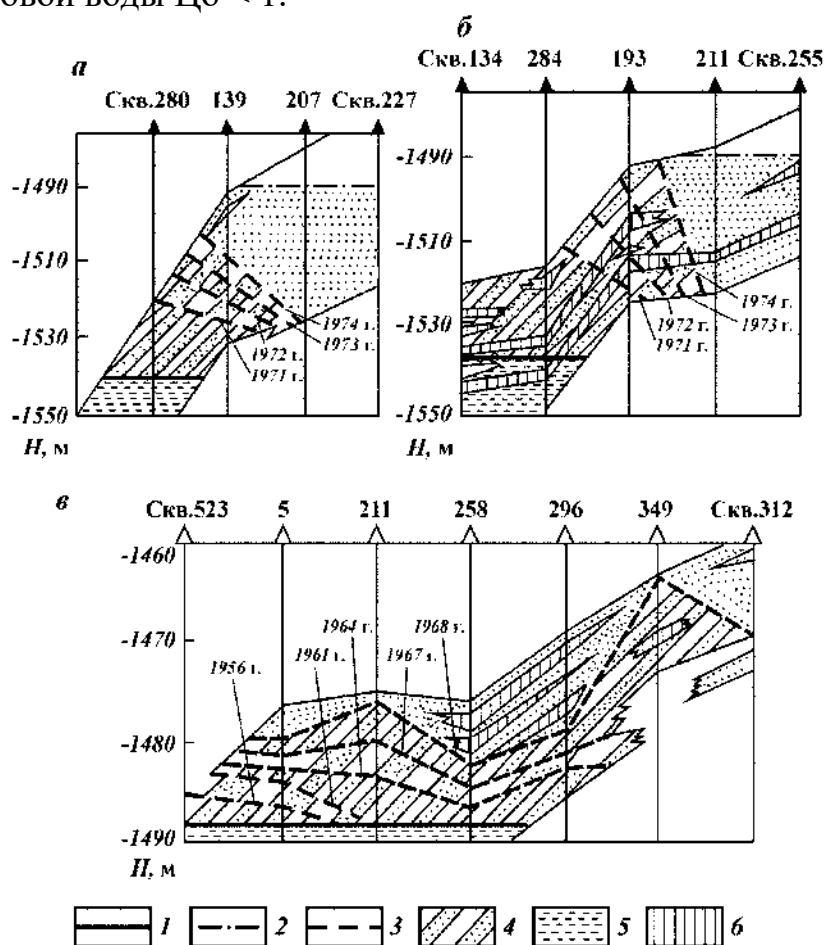


Рисунок 1.4-Форма движения ВНК в разных геолого-физических условиях: а, б - Коробковского месторождения, в - Бавлинского месторождения.

1 - начальный ВНК; 2 - начальный ГНК; 3 - текущий ВНК на 1 января соответствующего года; 4 - заводненная закачиваемой водой часть нефтенасыщенного пласта; 5 - водонасыщенный пласт; 6 – непроницаемые прослои

При этом перемещение внешнего контура нефтеносности происходит

быстрее по сравнению с внутренним, что обеспечивает высокий охват залежи заводнением и высокий коэффициент вытеснения нефти.

Влияние микронеоднородности продуктивного пласта в этих условиях минимально, а добывающие скважины длительное время работают без воды.

При повышении соотношении вязкостей нефти и воды до  $C_0 > 2-3$  увеличивается значение неоднородности продуктивного пласта, снижается степень охвата залежи заводнением, поверхность ВНК приобретает волнообразную форму.

Увеличение соотношения вязкостей нефти и воды до  $C_0 > 5$  оказывает значительное влияние на характер вытеснения нефти, при этом еще больше возрастает влияние фактора неоднородности пласта. При значительно большей вязкости нефти происходит опережающее движение воды по более проницаемым прослоям и наиболее крупным порам продуктивного пласта. Поверхность контакта воды и нефти чрезвычайно сложна. Охват залежи процессом вытеснения обычно бывает низким. Скважины характеризуются низким безводным периодом работы, даже если они расположены во внутреннем контуре нефтеносности, основную часть добычи нефти получают в водный период.

Неравномерность продвижения фронта ВНК может проявляться как по разрезу, так и по площади. Это связано с характером неоднородности пласта. При наличии в продуктивном пласте пропластков со значительно более высокой проницаемостью, чем остальная часть пласта, вода может быстро прорываться по ним от нагнетательной скважины к добывающей (рисунок 1.5).

Причем это может происходить уже на ранних стадиях эксплуатации. В этом случае уже нельзя говорить о фронте вытеснения, так как границы между водой и нефтью в разных по проницаемости пропластках занимают разное положение. Более того, фильтрация воды по наиболее проницаемым пропласткам зачастую уже не приводит к вытеснению нефти, в результате чего значительные объемы нефти, не захваченные процессом вытеснения, остаются в пласте.

Неоднородность проницаемости по площади приводит к возникновению волнообразного движения воды от нагнетательной скважины к добывающей (рисунок 1.6). В иностранной литературе такое явление называют «fingering».

Прорыв воды от нагнетательных скважин к добывающим приводит к непроизводительной фильтрации воды, не приводящей к вытеснению нефти, к преждевременному и ускоренному обводнению скважин, снижению их дебита и непродолжительному периоду их эксплуатации.

Еще одним фактором обводнения нефтяных скважин являются трещиноватость и разломы между источником обводнения и добывающей скважиной. Источником обводнения может служить близкорасположенный водоносный горизонт, из которого вода по трещинам попадает в продуктивный пласт (рисунок 1.7),



Рисунок 1.5-Обводнение добывающих скважин по высокопроницаемым пропласткам

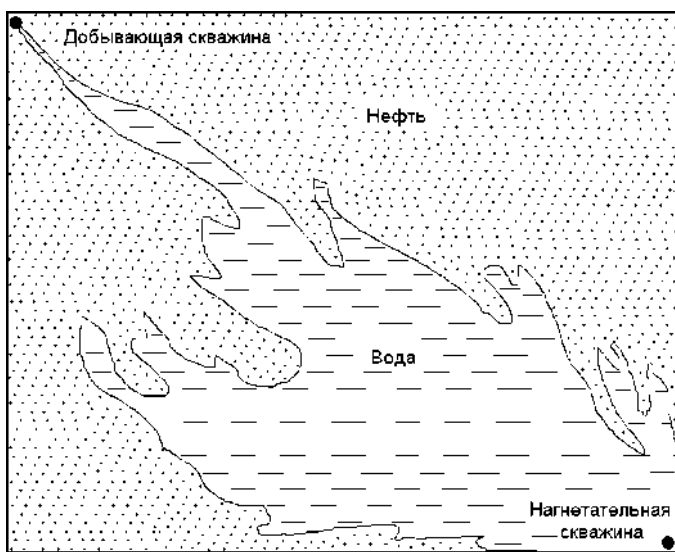


Рисунок 1.6-Обводнение добывающих скважин при низком охвате по площади («fingering»)

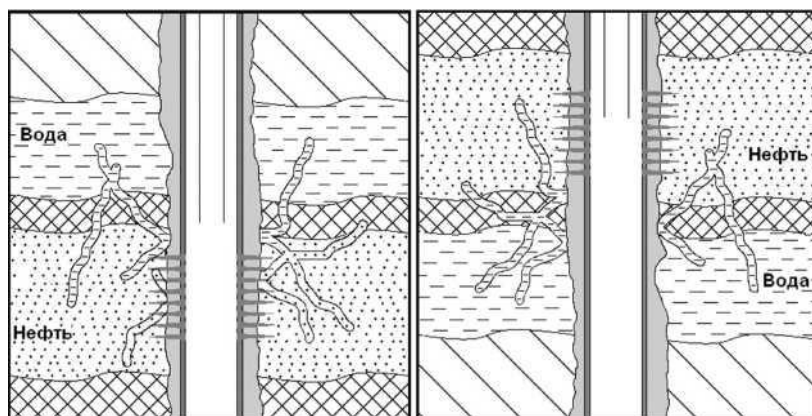


Рисунок 1.7 -Обводнение скважин по трещинам и разломам от близкорасположенного водоносного горизонта

либо нагнетательная скважина, из которой по разлому или системе раз-

ветвленных трещин вода поступает в добывающую скважину (рисунок 1.8). Причем в последнем случае, даже если нагнетательная и добывающая скважины напрямую не соединены трещинами, наличие обводненных трещин в непосредственной близости от добывающей скважины приводит к их ускоренному обводнению. Особенно часто такое явление наблюдается при заводнении трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторов.



Рисунок 1.8- Обводнение скважин по трещинам и разломам от нагнетательной скважины

В этом случае применение при бурении текучих гелей может отсрочить начало обводнения скважины.

Схожие проблемы могут возникать и в горизонтальных скважинах, когда они пересекают один или несколько разломов или проводящих трещин (рисунок 1.9).

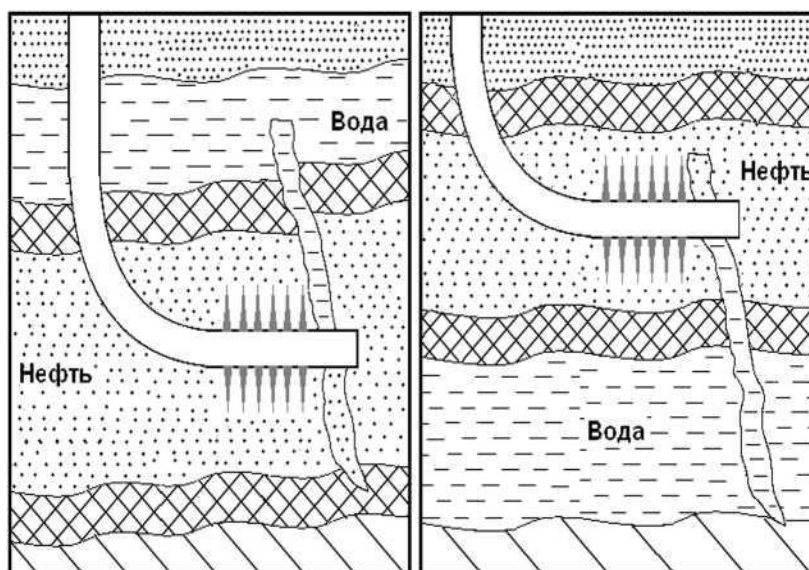


Рисунок 1.9-Обводнения горизонтальных скважин по трещинам и разломам

Особенно актуально это для карбонатных залежей, где трещины обычно являются крутопадающими, и пересечение их горизонтальной скважиной весьма вероятно.

Возникновение протяженных трещин, соединяющих добывающую скважину и водоносный горизонт, может происходить и при *техногенном воздействии*, например, при проведении гидроразрыва. Как правило, такие проблемы возникают при некачественном проведении работ, а это приводит к образованию неверно ориентированных трещин, что приводит к поступлению воды в продуктивный пласт из близлежащих водоносных горизонтов. Однако, даже правильно ориентированные трещины, заполненные после гидроразрыва пористым материалом с высокой проницаемостью, неизбежно рано или поздно приводят к преимущественной фильтрации по ним воды и преждевременному обводнению

Другой случай неблагоприятного техногенного воздействия - проведение кислотных обработок, особенно в карбонатных коллекторах. Закачка соответствующих реагентов может привести к разрушению непроницаемых пропластков, отделяющих продуктивный горизонт от водоносного (рисунок 1.10).

В ряде случаев результатом некачественных работ по интенсификации притока может быть полное прекращение поступления нефти в скважину. Поэтому при проведении любых работ по интенсификации необходимо учитывать положение водоносных горизонтов с целью предотвращения возможных негативных эффектов.

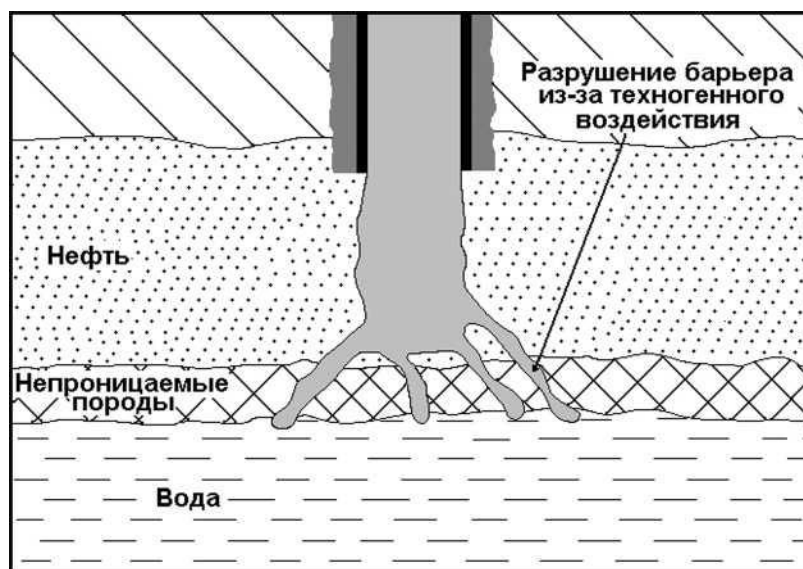


Рисунок 1.10-Обводнения скважин из за разрушение непроницаемого пропластка

Несмотря на различие факторов обводнения, прорыв воды в добывающую скважину всегда приводит к снижению конечной нефтеотдачи

пластов вследствие снижения пластового давления, то есть пластовой энергии.

### **1.3 Механизм и технология ограничения водопритоков с целью повышения нефтеотдачи пластов**

Разрабатываемые залежи нефти характеризуются разнообразием источников обводнения добывающих скважин, что обуславливает разнообразие применяемых технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). С практической точки зрения интерес представляют механизмы опережающего обводнения скважин, не связанного с процессом вытеснения нефти водой из пласта, а обусловленного различными осложняющими факторами. Основными геологическими факторами, обуславливающими опережающее обводнение нефтяных скважин, являются:

- повышенное соотношение вязкостей пластовой нефти и закачиваемой воды;
- проницаемая неоднородность или трещиноватость продуктивного пласта;
- водоплавающий характер залежи и малая толщина глинистой перемычки между разобщенными частями разреза.

Основным техническим фактором, обуславливающим опережающее обводнение нефтяных скважин, - образование в ходе их эксплуатации негерметичности цементного камня в заколонном пространстве или негерметичности эксплуатационных колонн.

Основными факторами, определяющими эффективность заводнения нефтяной залежи и, соответственно, темп обводнения скважин, являются геолого-физические факторы. В ходе результатов статистического анализа промысловых данных подтверждено определяющее влияние геолого-физических факторов на эффективность разработки залежей нефти. Темп обводнения нефтяных скважин возрастает с ростом величины соотношения вязкостей пластовой нефти и закачиваемой воды. Увеличением интенсивности языкообразования фронта вытеснения с ростом соотношения вязкостей пластовой нефти и вытесняющей воды. Соотношение вязкостей вытесняемого и вытесняющего флюидов влияет на темп обводнения скважин более сильно, чем проницаемая неоднородность пласта и присутствие подстилающих вод.

Интенсивное обводнение скважин контурной или закачиваемой водой может быть результатом высоких скоростей фильтрации в локальных интервалах пласта из-за его проницаемой неоднородности. В неоднородных пластах закачиваемая вода наиболее быстро продвигается по высокопроницаемым пропласткам, а проницаемая неоднородность является фактором, снижающим эффективность вытеснения нефти водой. При совместной эксплуатации нескольких различающихся по проницаемости



пластов происходит неравномерное вытеснение нефти водой, снижение нефтеотдачи и увеличение сроков разработки залежи. Выделяет три типа проницаемостной неоднородности пласта: площадная неоднородность, вертикальная и связанная с трещиноватостью пород. Также выделяет три типа проницаемостной неоднородности: зональная, послойная и связанная с прерывистостью пласта. Выделяются два уровня геологической неоднородности: микро- и макрогетерогенность. Эффективности заводнения наиболее проблемным вариантом послойной проницаемостной неоднородности пласта является вариант с увеличением проницаемости по разрезу сверху вниз, связанный с процессами осадконакопления в условиях трансгрессии моря. Наименее проблемный вариант проницаемостной неоднородности пласта с данной точки зрения - вариант с ростом проницаемости по разрезу снизу-вверх, связанный с процессами осадконакопления в условиях регрессии моря.

Макрогетерогенность пласта обуславливает неравномерность заводнения, а микрогетерогенность препятствует полному вытеснению нефти из заводненных участков. Первый формируется в застойных зонах пласта и в неохваченных заводнением пропластках, а также в присводовых участках залежи. Вторым типом остаточной нефти представлен нефтенасыщенностью промытых водой участков пласта. В гидрофобных коллекторах она представлена пленочно связанной нефтью, а также нефтью, сохранившейся в тупиковых порах. В гидрофильной пористой среде остаточная нефть сохраняется в крупных и средних порах в виде капиллярно заземленной нефти.

В гидрофильных коллекторах вода под действием капиллярных сил проникает из заводненных пропластков в соседние менее проницаемые. Поэтому с теоретической точки зрения капиллярные силы способствуют увеличению коэффициента вытеснения нефти водой.

Действие капиллярных сил не может изменить послойного обводнения пластов, которое определяется проницаемостной макрогетерогенностью пласта. При этом оптимальная скорость вытеснения нефти водой с точки зрения наибольшего положительного действия капиллярных сил должна быть в 2-4 раза ниже скорости капиллярной пропитки. Поэтому при реальных скоростях вытеснения нефти водой в продуктивном пласте повышение нефтеотдачи за счет действия капиллярных сил невозможно. Послойное обводнение проницаемостного неоднородного пласта создает на контакте заводненного и нефтенасыщенного пропластков резкий скачок насыщенности, капиллярные силы лишь снижают его, образуя размытые зоны.

Капиллярное давление в гидрофильной породе принимает максимальное значение при начальной водонасыщенности. При смешанной смачиваемости породы в условиях низкой водонасыщенности капиллярное давление также принимает положительное значение, но с увеличением водонасыщенности оно становится отрицательным, что стимулирует

движение потока воды по уже проделанным каналам холостой фильтрации в продуктивном пласте.

Другим проявлением капиллярных сил является так называемый концевой капиллярный эффект. Он заключается в образовании в ходе эксплуатации добывающей скважины области, повышенной водонасыщенности в призабойной зоне пласта (ПЗП). Учитывая, что капиллярные силы принимают наибольшие значения в тонко пористой среде, данный эффект, в первую очередь, снижает эффективность разработки низко проницаемых пропластков, что усиливает отрицательное влияние проницаемостной неоднородности пласта на эффективность разработки нефтяной залежи.

По результатам промыслово геофизических исследований (ПГИ) нагнетательных скважин показано, что менее проницаемый пропласток не принимает закачиваемую воду, если соотношение проницаемостей пропластков превышает значение 5,0. Причиной, отмеченной закономерности могут служить аномальные свойства пластовых нефтей. Вязкость нефти граничных слоев на поверхности породы в 5-10 раз выше вязкости нефти в объеме. Благодаря этому в разрабатываемых пластах при существующих градиентах давления граничные слои нефти остаются неподвижными. Учитывая то, что со снижением размеров пор растет доля высоковязкой нефти, сосредоточенной в граничных слоях, коэффициент вытеснения низкопроницаемых пропластков также снижается.

Дополнительными факторами, обуславливающими слабую вовлеченность в заводнение низкопроницаемых пропластков, являются набухаемость глин цемента пород при контакте с закачиваемой водой, а также кольматация ПЗП нагнетательных скважинах мехпримесями.

Набухаемостью глин цемента пород обусловлен тот факт, что абсолютная проницаемость кернов меловых отложений для жидкости вдвое ниже проницаемости для газа. Фильтрационные эксперименты на кернах показали, что благодаря набухаемости глинистого цемента пород при контакте с водой в случае снижения их газовой проницаемости с 220 до 20 мД, точка равных относительных фазовых проницаемостей (ОФП) смещается в сторону большей нефтенасыщенности. Благодаря этому коэффициент вытеснения нефти водой при его расчетном значении для данной проницаемости, равном 0,434, снижается до значения 0,406.

Низкой вовлеченности низкопроницаемых пропластков в заводнение также способствует кольматация ПЗП нагнетательных скважинах мехпримесями и тенденция первоочередного выпадения осадков в тонких порах, обуславливающая первоочередную кольматацию низкопроницаемых пропластков.

Трещиноватость нефтяного пласта является одной из форм его геологической неоднородности. В пласте, имеющем незначительные признаки трещиноватости в начальный период разработки, трещины могут развиваться в процессе нагнетания воды. В процессе разработки нефтяной

залежи на режиме истощения происходит снижение пластового давления и градиента давления разрыва пласта. Поэтому, при переводе скважины под нагнетание воды в ней под воздействием давления столба воды и за счет резкого охлаждения ПЗП происходит гидроразрыв. Данный эффект усиливается при высоком количественном соотношении добывающих и нагнетательных скважин, обуславливающим необходимость увеличения давления нагнетания.

Развитию техногенной трещиноватости ПЗП нагнетательных скважин в ходе их эксплуатации способствует низкое качество подготовки закачиваемой воды. Факторами, способствующими данному явлению, считаются присутствие мехпримесей в закачиваемой воде, а также солевая несовместимость закачиваемой и пластовой вод]. Механические примеси, содержащиеся в закачиваемой воде, по значимости можно расположить в следующем порядке: продукты коррозии металла - песок и глина - карбонат кальция - сульфид железа сульфаты кальция, бария и т.д. Система ППД сама является источником мехпримесей, поставляющим в пласт более трети всего объема загрязнений. В закачиваемую воду привносятся ионы железа в закисной и окисной формах. Закисное железо при контакте с кислородом переходит в окисное, которое формирует суспензии, загрязняющие ПЗП. При нагнетании в пласт подтоварных вод к описанному фактору добавляется влияние остаточных нефтепродуктов, содержащихся в та ких водах.

Кольматация ПЗП нагнетательных скважин мехпримесями побуждает с целью сохранения высоких объемов закачки увеличивать давление нагнетания, что приводит к дальнейшему развитию трещин.

Геологический фактор, усиливающий отрицательное влияние техногенной трещиноватости пласта на эффективность разработки нефтяной залежи, - низкая проницаемость коллектора геологической особенностью является двухмодульное распределение пор по размерам, обуславливающее высокую удельную поверхность и микронеоднородность пород.

Раннее появление воды в продукции скважин водоплавающей залежи нефти (ВПЗ) может являться результатом подтягивания подошвенной воды из нижнего неперфорированного водоносного пропластка. Процесс разработки водоплавающих залежей нефти и водонефтяных зон (ВНЗ) характеризуется сложным пространственным характером течения нефти и воды, коротким периодом безводной эксплуатации скважин, высоким содержанием воды в их продукции, низким темпом выработки запасов нефти и необходимостью постоянного проведения водоизоляционных работ.

Механизмы обводнения скважин ВПЗ и ВНЗ за счет прорыва краевых вод и за счет подъема подошвенных. В первом случае движение воды происходит в направлении, параллельном напластованию. Во втором случае - поверхность раздела вода-нефть залегает горизонтально в нулевой плоскости или с небольшим уклоном. Добыча нефти при этом происходит за счет напора подошвенных вод, распределение давления по плоскости близко к равномерному, а основной движущей силой является напор краевых вод.

При неполном вторичном вскрытии скважиной разреза ВПЗ в призабойной зоне пласта возникает вертикальная составляющая скорости, в результате чего поверхность раздела вода нефть приобретает конусообразную форму. Сравнение фактической величины обводненности продукции скважины показывает, что фактическая обводненность ниже, так как формула не учитывает проницаемостную анизотропию пласта. Влиянием проницаемостной анизотропии пласта длительные безводные периоды эксплуатации скважин ВПЗ.

Строение переходной зоны насыщенности водоплавающей залежи нефти определяется соотношением гравитационных и капиллярных сил. Первые определяют общее положение нефти и воды, вторые же находятся в сложной зависимости от свойств и состава пород, а также от свойств насыщающих флюидов. Низкими значениями обводненности продукции характеризуются скважины с более высокими отметками кровли пласта, а величина начальной обводненности скважины обратно коррелирует с величиной начальной нефтенасыщенности ПЗП. Обводненность продукции скважин ВПЗ с первых дней их эксплуатации часто является следствием присутствия свободной воды в переходной зоне.

Согласно промысловым данным, а также мнению специалистов скважина может обводняться подошвенной водой вследствие некачественного цементирования эксплуатационной колонны, либо нарушения герметичности цементного кольца в ходе эксплуатации. Между разнонасыщенными пластами присутствуют непроницаемые разделы ограничивающие конусообразование водонефтяного контакта (ВНК) в пределах ПЗП, а обводнение скважин происходит за счет заколонных циркуляций воды (ЗКЦ). Образование ЗКЦ связывается с процессами, происходящими в цементном кольце скважины в начальный период ее эксплуатации, а именно с разрушением глинистой корки, сохранившейся в заколонном пространстве после операции цементирования. Основная причина неудачного цементирования эксплуатационных колонн - присутствие толстой глинистой корки на стенках пород в скважине, что не обеспечивает полного контакта цемента с породой. Данный фактор оказывает особенно сильное влияние в условиях наклонного бурения.

Источник обводнения скважины ВПЗ или ВНЗ может изменяться в ходе ее эксплуатации. Вода, поступающая в скважину из водоносной подошвы посредством ЗКЦ, в действительности является нагнетаемой.

Одним из распространенных механизмов опережающего обводнения скважин является не герметичность эксплуатационной колонны. Обычно она возникает в результате коррозии металла и действия повышенных механических нагрузок в ходе эксплуатации скважины.

## **Вывод к 1 главе**

Промысловыми факторами, обуславливающими темп обводнения нефтяных скважин и эффективность заводнения нефтяной залежи, являются геолого-физические характеристики.

Таким образом, процесс разработки нефтяной залежи сопровождается широким набором механизмов обводнения скважин. Изучение механизмов обводнения нефтяных скважин, а также механизмов действия технологий ограничения водопритоков и ПНП в настоящее время возможно путем постановки специальных вычислительных экспериментов с применением электронных симуляторов разработки залежей нефти.

## **2 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ И ОБВОДНЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УЗЕНЬ**

### **2.1 Уточнение характеристики геологического строения**

Месторождение Узень открыто в 1961 году, когда в январе был получен фонтан газа из альбского яруса, а в декабре этого же года при опробовании в скважине 1 - фонтанный приток нефти дебитом 80 м<sup>3</sup>/сутки через 10 мм штуцер.

С 1965 г. месторождение Узень находится в разработке. На месторождении по состоянию 01.01.2018 г. пробурено 7507 скважина, из них эксплуатационный фонд составляет 4472 скважин.

В 2013 г. на месторождении пробурено 217 скважин, в 2014 г. – 214 скважин, в 2015 г. - 219 скважин, в течении 2016 г. – 157 скважин, а в 2017 г. – 152 скважин.

Рассматривается уточнение геологического строения установленных залежей месторождения Узень за отчетный период разработки (2013-2017 гг.) по результатам бурения 959 новых скважин, которые охватили всю площадь месторождения (рисунок 2.1).

К настоящему времени «Проект разработки месторождения Узень» во многом реализован, разбурены плотной сеткой скважин залежи горизонтов (эксплуатационные объекты) содержащие основные запасы нефти, в связи с этим представление о геологическом строении месторождения уже не будет претерпевать существенных изменений.

Сложность геологического строения месторождения обусловлена большим количеством продуктивных пластов, различным фазовым состоянием залежей, наличием тектонических нарушений, невыдержанностью по площади и разрезу, литологической изменчивостью коллекторов в интервалах юрской продуктивной толщи.

Полученные данные по новым скважинам не внесли значительных изменений в представление о стратиграфическом расчленении и литологической характеристике разреза, о строении структуры месторождения, контакты нефть-вода остались на прежних абсолютных отметках.

С учетом новых данных по пробуренным скважинам с помощью программы «Petrel» 2D моделирования уточнены структурные карты по кровле коллектора эксплуатационных объектов, перестроены карты эффективных нефте- и газонасыщенных толщин по эксплуатационным объектам разработки.

#### **2.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика**

Глубоким бурением на месторождении Узень вскрыт осадочный комплекс толщиной 4500 м, в строении которого принимают участие породы

триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов. Максимальный осадочный комплекс отложений вскрыт в скважине 115 (4500 м).

**Триасовые отложения** представлены только нижним отделом (индским и оленекским ярусами), в составе которого преобладают красноцветные грубозернистые туфогенно-терригенные породы (песчаники, туфопесчаники, алевролиты) и пестроцветная алевролитно-аргиллитовая толща, сложенная аргиллитами, туфопелитами с прослоями туфов, алевролитов, туфоалевролитов.

Максимально вскрытая толщина триасовых отложений достигает 2250 м в параметрической скважине 115.

**Юрские отложения**, с которыми связана промышленная нефтегазоносность месторождения Узень, трансгрессивно залегают на размытой поверхности триасового комплекса пород. В составе юрской системы по результатам изучения фауны, флоры и данным споро-пыльцевого анализа выделяются нижний, средний и верхний отделы. Юрские отложения по литологическому составу четко разделяются на два комплекса: терригенный комплекс пород нижней, средней юры и карбонатный комплекс верхней юры.

Нерасчлененные отложения **нижней юры** представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных черных углистых глин с органическими растительными остатками (ОРО) и включениями угля. Толщина нижнеюрских отложений изменчива и по простиранию структуры колеблется от 63 (скв. 59) на западной периклинали до 94 м (скв. 82) в восточной части. Увеличение толщины до 114 м наблюдается на южном крыле структуры в скважине 113.

В пределах месторождения отложения **средней юры** представлены континентальными, прибрежно – морскими и морскими образованиями. В результате палинологического изучения в составе среднеюрской толщи выделяются отложения ааленского, байосского, батского и келловейского ярусов.

В процессе разведки месторождения Узень в юрской толще выделено 12 продуктивных горизонтов (с 13 по 24). Промышленно продуктивными коллекторами на месторождении Узень служат песчаники и алевролиты.

На размытой поверхности юрского комплекса пород залегают толща **меловых отложений**, в которой выделяются нижний и верхний отделы.

**Нижний отдел** представлен неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами, а верхний – сеноманским, туронским, сантонским, кампанским и маастрихтским ярусами.

Отложения **верхнего мела** сложены преимущественно мелководными морскими осадками и включают сеноманский, туронский, сантонский, кампанский, маастрихтский и датский ярусы.

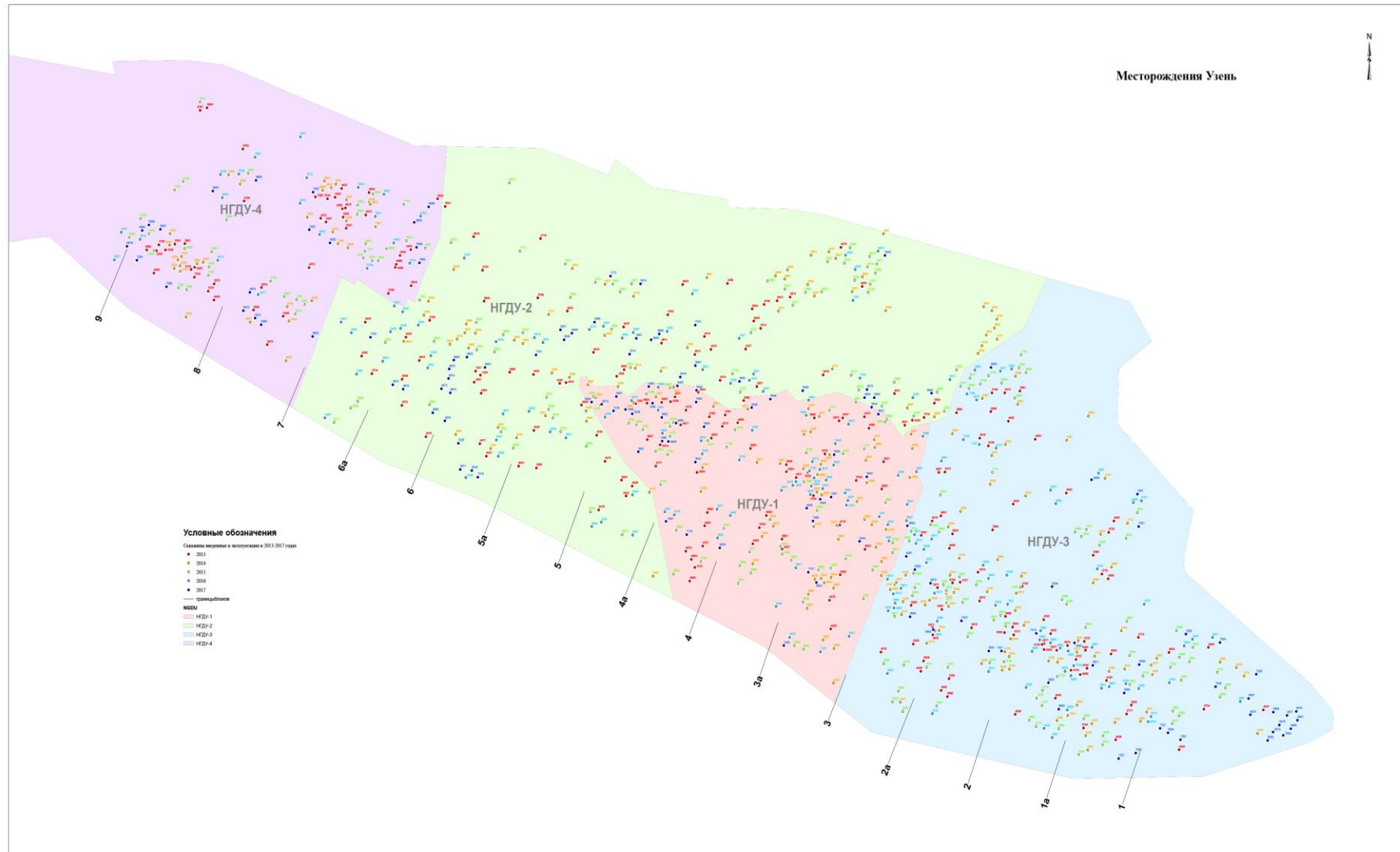


Рисунок 2.1- Месторождение Узень. Схема расположения скважин, пробуренных за период 2013-2017 гг.



По литологическим признакам верхнемеловая толща четко подразделяется на две части: нижнюю терригенную и верхнюю преимущественно мело-мергельную.

В разрезе **палеогеновой** системы выделяются два отдела – эоценовый и олигоценовый. **Эоценовые** отложения представлены известково-мергельной толщей, **олигоценовые** - однородной толщей зеленовато-серых плотных известковистых глин.

Суммарная толщина палеогеновых отложений резко изменчива и колеблется от 7 в скважине 16 до 104 и 113 м, соответственно, в скважинах 517, 826.

В пределах плато **четвертичные** отложения представлены слоем суглинков, наибольшая толщина которых не превышает нескольких десятков сантиметров, и тонким почвенным слоем. Во впадинах и обрывах развиты коллювиальные, аллювиальные и делювиальные отложения. В отдельных случаях, когда они представляют собой продукт обрушения крутых обрывов впадины, их толщина может достигать нескольких и даже десятков метров, в основном же, как и на плато, во впадинах она не превышает нескольких десятков сантиметров.

## **2.2 Уточнение основных параметров пластов эксплуатационного объекта**

Уточнение коллекторских свойств продуктивных пластов, их толщины, расчлененности, распространения по площади проводится по данным геолого-геофизических материалов, полученных в результате бурения новых скважин.

Характерной чертой продуктивной толщи 13-18 горизонтов является высокая неоднородность, выражающаяся в сложном характере распространения пластов-коллекторов по площади и разрезу месторождения и значительной изменчивости их фильтрационно-емкостных свойств.

Продуктивные отложения представлены неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, глин и переходных между ними литологических разностей. Среди них встречаются тонкие прослои известняков, мергелей.

Песчаники преимущественно мелкозернистые, с подчиненными прослоями среднезернистых разностей, с различной степенью цементации.

Алевролиты неравномерно песчанистые, с включениями мелкого и крупного обугленного растительного детрита, темно-серые.

Глины серые и темно-серые до черных содержат значительное количество мелкого, реже крупного обугленного растительного детрита.

Емкостно-фильтрационные свойства коллекторов по залежам определялись по данным ГИС и по керну. Нижний предел пористости, как и в предыдущих работах, принимается равным 0,14 доли ед.

В таблице 2.1 приведена характеристика параметров пластов продуктивных горизонтов (средние значения) по результатам ГИС и по керну.

Значения проницаемости определены по всем залежам. Максимальное среднее значение проницаемости по данным ГИС отмечается по залежи Б+В 15 горизонта Северо-западного купола (0,327 мкм<sup>2</sup>). Минимальные средние значения проницаемости по данным ГИС отмечаются в 15 горизонте: залежь В (0,039 мкм<sup>2</sup>) и 18 горизонте: залежи Б и В Хумурунского купола (0,051 и 0,036 мкм<sup>2</sup> соответственно), а по остальным залежам среднее значение проницаемости попадает в диапазон 0,056-0,311 мкм<sup>2</sup>.

Таблица 2.1 – Характеристика параметров пластов

Период изучения	№№ п/п	Пласт	Участок (купол)	Тип коллектора	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Пористость, %	Насыщенность связанной водой	Начальная	
								нефтесыщенность	газонасыщенность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
На дату проектирования	1	13 А	Основная площадь	терригенный	0,106	0,20	-	0,59	-
	2	13 Б	Основная площадь	терригенный	0,100	0,22	-	0,60	-
	3	13 В	Основная площадь	терригенный	0,095	0,21	-	0,59	-
	4	13 Г	Основная площадь	терригенный	0,065	0,20	-	0,56	-
	5	13 Д	Основная площадь	терригенный	0,068	0,20	-	0,60	-
	Средняя	13	Основная площадь	терригенный	0,086	0,206	-	0,59	-
	1	14 А	Основная площадь	терригенный	0,078	0,20	-	0,56	-
	2	14 Б	Основная площадь	терригенный	0,110	0,20	-	0,58	-
	3	14 В	Основная площадь	терригенный	0,120	0,21	-	0,56	-
	Средняя	14	Основная площадь	терригенный	0,102	0,203	-	0,56	-
	1	15 А	Основная площадь	терригенный	0,091	0,20	-	0,54	-
	2	15 Б	Основная площадь	терригенный	0,109	0,20	-	0,58	-
	3	15 В	Основная площадь	терригенный	0,076	0,18	-	0,53	-
	Средняя	15	Основная площадь	терригенный	0,092	0,193	-	0,55	-
	1	16-1	Основная площадь	терригенный	0,114	0,19	-	0,58	-
	2	16-2	Основная площадь	терригенный	0,071	0,19	-	0,54	-
	Средняя	16	Основная площадь	терригенный	0,092	0,19	-	0,56	-
	1	17 А	Основная площадь	терригенный	0,177	0,19	-	0,62	0,64
	2	17 Б	Основная площадь	терригенный	0,239	0,19	-	0,58	0,56
	Средняя	17	Основная площадь	терригенный	0,208	0,19	-	0,60	0,60
	1	18 А	Основная	терригенный	0,050	0,18	-	0,51	-

			площадь							
	2	18 Б	Основная площадь	терригенный	0,101	0,18	-	0,53	-	
	3	18 В	Основная площадь	терригенный	0,188	0,19	-	0,59	-	
	Средняя	18	Основная площадь	терригенный	0,113	0,183	-	0,54		
	1	14 В	Парсумурунский	терригенный	0,199	0,21	-	0,52	-	
	1	15 Б	Парсумурунский	терригенный	0,168	0,20	-	0,52	-	
	1	17 Б	Парсумурунский	терригенный	0,184	0,19	-	-	-	
	1	14 В	Северо-западный	терригенный	0,165	0,21	-	0,52	-	
	1	15 А	Северо-западный	терригенный	0,212	0,21	-	0,57	-	
	2	15 Б+В	Северо-западный	терригенный	0,394	0,21	-	0,52	-	
	Средняя	15	Северо-западный	терригенный	0,303	0,21	-	0,54		
	1	18 В	Северо-западный	терригенный	0,096	0,17	-	0,51	-	
	1	17 А	Хумурунский	терригенный	0,063	0,18	-	0,50	0,50	
	2	17 Б	Хумурунский	терригенный	0,273	0,18	-	-	0,49	
	Средняя	17	Хумурунский	терригенный	0,168	0,18	-	0,50	0,495	
	1	18 А	Хумурунский	терригенный	0,070	0,18	-	0,50	-	
	2	18 Б	Хумурунский	терригенный	0,058	0,18	-	-	-	
	3	18 В	Хумурунский	терригенный	0,053	0,18	-	0,56	-	
	Средняя	18	Хумурунский	терригенный	0,060	0,18	-	0,53		
На дату отчета		13 А	Основная площадь	терригенный	0,202	0,21	-	0,58	-	
		13 Б	Основная площадь	терригенный	0,234	0,22	-	0,58	-	
		13 В	Основная площадь	терригенный	0,198	0,22	-	0,60	-	
		13 Г	Основная площадь	терригенный	0,152	0,21	-	0,57	-	
		13 Д	Основная площадь	терригенный	0,259	0,21	-	0,60	-	
		Средняя	13	Основная площадь	терригенный	0,209	0,214	-	0,58	
		1	14 А	Основная площадь	терригенный	0,153	0,20	-	0,56	-
		2	14 Б	Основная площадь	терригенный	0,205	0,21	-	0,56	-
		3	14 В	Основная площадь	терригенный	0,196	0,22	-	0,55	-
		Средняя	14	Основная площадь	терригенный	0,318	0,21	-	0,55	
		1	15 А	Основная площадь	терригенный	0,114	0,21	-	0,55	-
		2	15 Б	Основная площадь	терригенный	0,117	0,21	-	0,56	-
		3	15 В	Основная площадь	терригенный	0,039	0,21	-	0,51	-
		Средняя	15	Основная площадь	терригенный	0,091	0,21	-	0,54	
		1	16-1	Основная площадь	терригенный	0,248	0,21	-	0,58	-
		2	16-2	Основная площадь	терригенный	0,242	0,20	-	0,53	-
		Средняя	16	Основная площадь	терригенный	0,245	0,21	-	0,55	
		1	17 А	Основная площадь	терригенный	0,182	0,20	-	0,57	0,58
	2	17 Б	Основная площадь	терригенный	0,223	0,20	-	0,54	0,53	
	Средняя	17	Основная площадь	терригенный	0,311	0,20	-	0,55	0,56	
	1	18 А	Основная площадь	терригенный	0,089	0,19	-	0,51	-	

	2	18 Б	Основная площадь	терригенный	0,108	0,19	-	0,51	-
	3	18 В	Основная площадь	терригенный	0,066	0,19	-	0,54	-
	Средняя	18	Основная площадь	терригенный	0,087	0,19	-	0,52	
	1	14 В	Парсумурунский	терригенный	0,134	0,23	-	0,53	-
	1	15 Б	Парсумурунский	терригенный	0,095	0,22	-	0,51	-
	1	17 Б	Парсумурунский	терригенный	0,145	0,21	-	0,55	-
	1	14 В	Северо-западный	терригенный	0,179	0,23	-	0,52	-
	1	15 А	Северо-западный	терригенный	0,207	0,22	-	0,57	-
	2	15 Б+В	Северо-западный	терригенный	0,327	0,23	-	0,54	-
	Средняя	15	Северо-западный	терригенный	0,267	0,225	-	0,55	
	1	18 В	Северо-западный	терригенный	0,056	0,20	-	0,52	-
	1	17 А	Хумурунский	терригенный	0,120	0,22	-	0,49	0,49
	2	17 Б	Хумурунский	терригенный	0,270	0,21	-	0,57	0,51
	Средняя	17	Хумурунский	терригенный	0,195	0,21	-	0,53	0,50
	1	18 А	Хумурунский	терригенный	0,077	0,21	-	0,55	-
	2	18 Б	Хумурунский	терригенный	0,051	0,22	-	0,51	-
	3	18 В	Хумурунский	терригенный	0,036	0,22	-	0,54	-
	Средняя	18	Хумурунский	терригенный	0,208	0,22	-	0,53	

Следует отметить, что минимальные и максимальные значения - единичные, а средние значения дают более точную характеристику фильтрационных свойств коллекторов.

Коэффициент нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов изменяется от 0,49 до 0,60 д.ед.

### 2.3 Свойства и состав пластовых вод

Пластовые воды из верхних горизонтов относятся к хлоркальциевому типу по классификации В.А. Сулина, обладая средней минерализацией 50,4 г/л. Основными компонентами являются ионы хлора и натрия с калием, составляющие в среднем 90% от общего ионного состава. Наблюдается незначительное увеличение минерализации и соответственно плотности, варьирующей в диапазоне 1,026 – 1,048 г/см<sup>3</sup>, по мере глубины залегания вод. Концентрация сульфатов и гидрокарбонатов в среднем составляет 449 мг/л и 348 мг/л соответственно. Общая жесткость пластовых вод, зависит от суммарного содержания щелочноземельных металлов, главным образом кальция и магния, и составляет 168 – 273 мг-экв/л, тем самым являясь очень жесткими (таблица 2.2).

Таблица 2.2– Физико-химические свойства пластовой воды

Гори зонт	Плотность при 20°С, г/см <sup>3</sup>	рН	Содержание ионов, мг/л						Общая минерализация, мг/л	Тип воды по Сулину
			НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Cl <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>		
13	1,026	6,60	465,58	692,21	21114,04	1821,25	938,03	10340,82	35381,31	CL-Ca
14	1,029	6,64	375,37	790,85	22189,47	2159,40	899,77	11267,81	38775,38	CL-Ca
15	1,044	6,30	347,00	87,56	36539,22	3448,42	1122,70	17799,68	59347,39	CL-Ca
16	1,043	6,46	243,79	345,80	34774,24	3569,63	1198,06	16455,81	56587,31	CL-Ca
17	1,037	6,60	278,30	697,02	29843,69	3018,53	1132,40	14195,31	49165,26	CL-Ca
18	1,048	6,91	375,76	80,24	39569,98	3346,68	1282,88	19631,76	64287,64	CL-Ca

## 2.4 Технология и текущее состояние разработки

С начала разработки на месторождении по верхним этажам нефтеносности (13-18 горизонты) пробурено 7507 скважин, из них 4789 – добывающих (в том числе 1379 ликвидированных) и 2545 – нагнетательных (в том числе 1483 ликвидированных).

Наибольшее количество пробуренных скважин (75% всего фонда) приходится на 13 и 14 горизонты (рисунок 2.2).

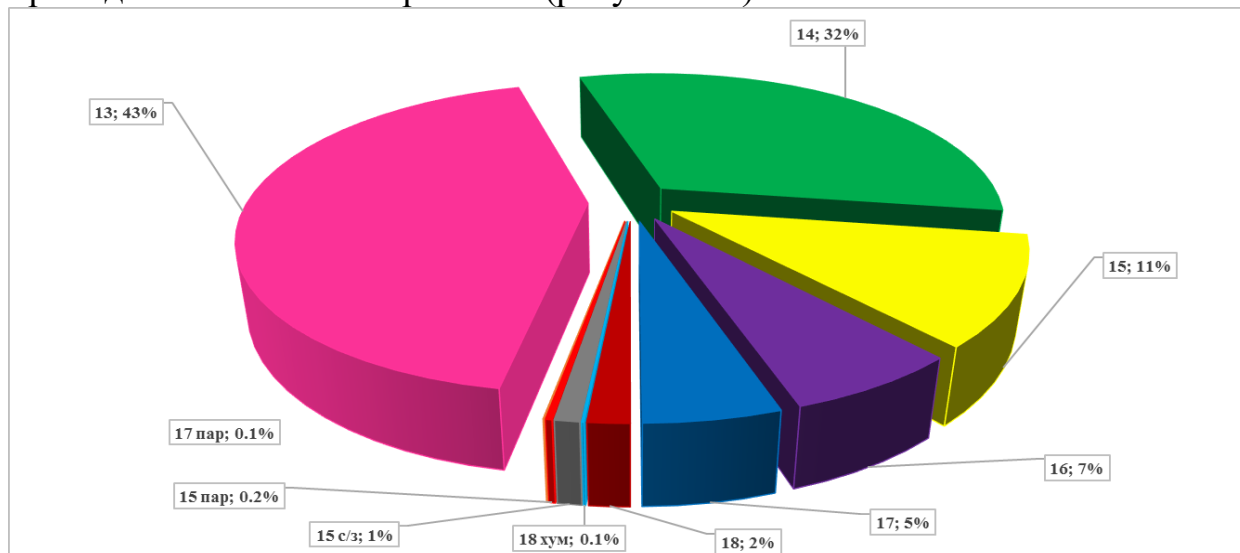


Рисунок 2.2 - Распределение пробуренного фонда скважин по объектам разработки по состоянию на 01.01.2018 г.

Характеристика фонда скважин объектов разработки по состоянию на 01.01.2018 г. приведено в таблице 2.3.

По состоянию на 01.01.2018 г. эксплуатационный добывающий фонд насчитывает 3410 скважин, из них действующих – 3180, бездействующих – 230. В контрольном фонде находятся 150 скважин.

Эксплуатационный нагнетательный фонд включает 1062 скважины, из них 889 действующих и 173 бездействующих. Контрольный фонд составляет 23 скважины.

За время разработки месторождения по верхним горизонтам физически ликвидированы 2862 скважины, в том числе из добывающего фонда 1379 ед., из нагнетательного 1483 ед.

За анализируемый период (2013-2017 гг.) по 13-18 горизонтам месторождения введено в эксплуатацию 868 новых скважин, в том числе 659 под добычу, из них 55 скважин предназначенные под нагнетание введены в разработку как временно дающие нефть (ВДН) и 209 скважин - под нагнетание. С нижних горизонтов на вышележащие горизонты возвращены 589 добывающих и 99 нагнетательных скважин. Ликвидированы 363 добывающих и 255 нагнетательных скважин. Основная причина ликвидации скважин в рассматриваемый период: авария с подземным оборудованием и невозможность устранения нарушения эксплуатационной колонны.

Из продуктивных горизонтов (13-18) месторождения Узень с начала разработки по состоянию на 01.01.2018 г. отобрано 347 млн.т нефти, 1085 млн.т жидкости и 23405 млн.м<sup>3</sup> попутно-добываемого газа. Суммарный отбор нефти составил 78,7% от утвержденных извлекаемых запасов месторождения, текущая нефтеотдача – 35,2%.

Таблица 2.3 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2018 г.

№ № пп	Фонд	Категория	Основной свод						Купола				В цело м 13-18	
			13	14	15	16	17	18	18 ху м	15 с/ з	15 па р	17 па р		
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, шт.	123 2	104 7	40 0	18 7	19 1	81	5	35	11	4	3 180	
2		из ни х	фонтанные		1								1	
3			ЭЦН	27	39	18	9	9	4				105	
4			ЭВН	1	1	1								3
5			ШГН	120 4	100 6	38 1	17 8	18 2	77	5	35	11	4	3 071
6		дающих продукцию, шт.	114 7	973	38 0	18 1	18 5	80	5	32	11	3	2 984	
7		в простое, шт.	85	74	20	6	6	1		3		1	196	
8		в бездействии, шт.	156	49	14	8	3	1					230	
9		Всего, шт.	138 8	109 6	41 4	19 5	19 4	82	5	35	11	4	3 410	
10	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	в т.ч. действующих, шт.	452	246	91	46	30	16	1	5	2		889	
11		в бездействии, шт.	101	28	27	10	6			1			173	
12		Всего, шт.	553	274	11 8	56	36	16	1	6	2		1062	
13	Фонд контрольных скважин	Всего, шт.	141	24	5	3							173	
14	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, шт.	39	24	6	8							74	
15		по техническим причинам, шт.	114 4	101 2	30 3	23 5	15 1	18		28	6		2788	
16	Итого пробуренный фонд, шт.		326 5	243 0	84 6	49 7	38 1	11 6	6	69	19	4	7507	

Ниже представлен график (рисунок 2.3) основных показателей разработки месторождения Узень (13-18 горизонты).

С начала разработки месторождения (1965 г.) по 1975 г. характеризуется нарастающей добычей нефти за счет разбуривания и ввода в эксплуатацию новых объектов эксплуатации. В этот период эксплуатировались в основном наиболее продуктивные части 13 и 14 горизонтов. В конце этого периода в 1975 г. достигнут максимальный за все время разработки продуктивных горизонтов годовой уровень добычи нефти – 16 млн.т в год, на что в значительной степени повлияла организация на месторождении с 1967 г. закачка воды. Текущий коэффициент нефтеизвлечения в конце 1975 г. достиг 9% при обводненности 23%.

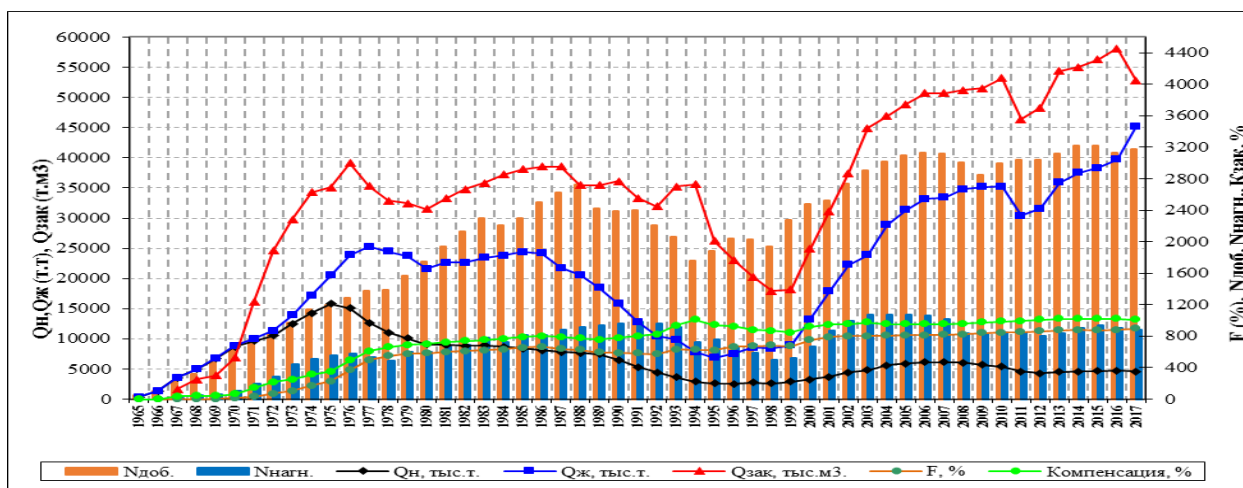


Рисунок 2.3- График разработки месторождения Узень (13-18 горизонты)

Начиная с 1976 г. началось резкое снижение нефтедобычи, несмотря на бурение новых скважин и ввод в разработку новых эксплуатационных объектов, при уменьшении соответствующих средних дебитов и увеличении обводненности. Объем закачки воды в 1976 г. достиг 47 млн. м<sup>3</sup>. За пять лет (1976-1980 гг.) нефтедобыча снизилась с 16 млн.т до 9,3 млн.т. Обводненность увеличилась с 37% до 58%. И впоследствии шло снижение нефтедобычи, только медленными темпами (в среднем 160 тыс.т в год), несмотря на то, что увеличение объемов закачки агентов было доведено до 56 млн.т и осуществлена полная замена холодной воды на горячую.

Начиная с 1991 года, на месторождении возникли трудности, как с реализацией проектных решений, так и с поддержанием существующего подземного и наземного оборудования в рабочем состоянии, началось прогрессирующее выбытие добывающих и нагнетательных скважин в бездействие по техническим причинам, уменьшился межремонтный период работы действующих скважин. За счет уменьшения действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин произошло разбалансирование системы разработки по эксплуатационным объектам. Вследствие этого в 1990-1995 гг. произошло резкое снижение объемов добычи, темпы падения составили 16-19% в год и добыча снизилась в 2,9 раза, составив в 1995 г. только 2,6 млн.т, т.е. нефтедобыча снизилась до минимального уровня за всю историю разработки месторождения.

В 1997-2006 гг. в целом по месторождению сложилась критическая ситуация, выраженная в ухудшении основных показателей разработки. Для исправления создавшегося положения приняли кардинальные меры по восстановлению как добывающего, так и нагнетательного фонда скважин и обновлению парка технического оборудования, что позволило восстановить существующую систему разработки и создало условие для повышения ее эффективности с технологических позиций. Добыча нефти из продуктивных горизонтов месторождения начала нарастать с минимального уровня 2,5

млн.т. в 1996 г., и достигла 6,2 млн.т. в 2006 г. Закачка воды в пласты в 1997 г. на уровне 20 млн.м<sup>3</sup>, в последующем до 1999 г. наблюдается снижение закачки до 18 млн.м<sup>3</sup>, при действующем нагнетательном фонде 526 ед. Далее после выполнения работ по восстановлению нагнетательного фонда закачка воды возрастает до 51 млн.м<sup>3</sup> в 2006 году. На фоне роста добычи нефти и закачки агента увеличивается и обводненность добываемой продукции с 67 % в 1997 г. до 81,5% в 2007 г.

Увеличение и стабилизация добычи нефти с 2000 года происходит за счет ввода скважин из бурения и применению на месторождении целого комплекса технологий повышения нефтеотдачи, таких как: возврат на вышележащий горизонт; обработка скважин растворителями ВУС (вязкоупругие составы), ВУВЭ (вода-углеводородная эмульсия), ЭКВ (эмульсия комплексного воздействия); закачка сшитых полимерных составов (СПС) и полимерно-гелевого реагента «Темпоскрин»; воздействие на призабойную зону скважин акустическими колебаниями звукового и ультразвукового диапазонов (АРСиП) и электрическим током (ЭВ); гидроразрыв пласта (ГРП) и др.

Динамика основных показателей разработки по месторождению за анализируемый период показана в таблице 2.4 и на рисунке 2.4.

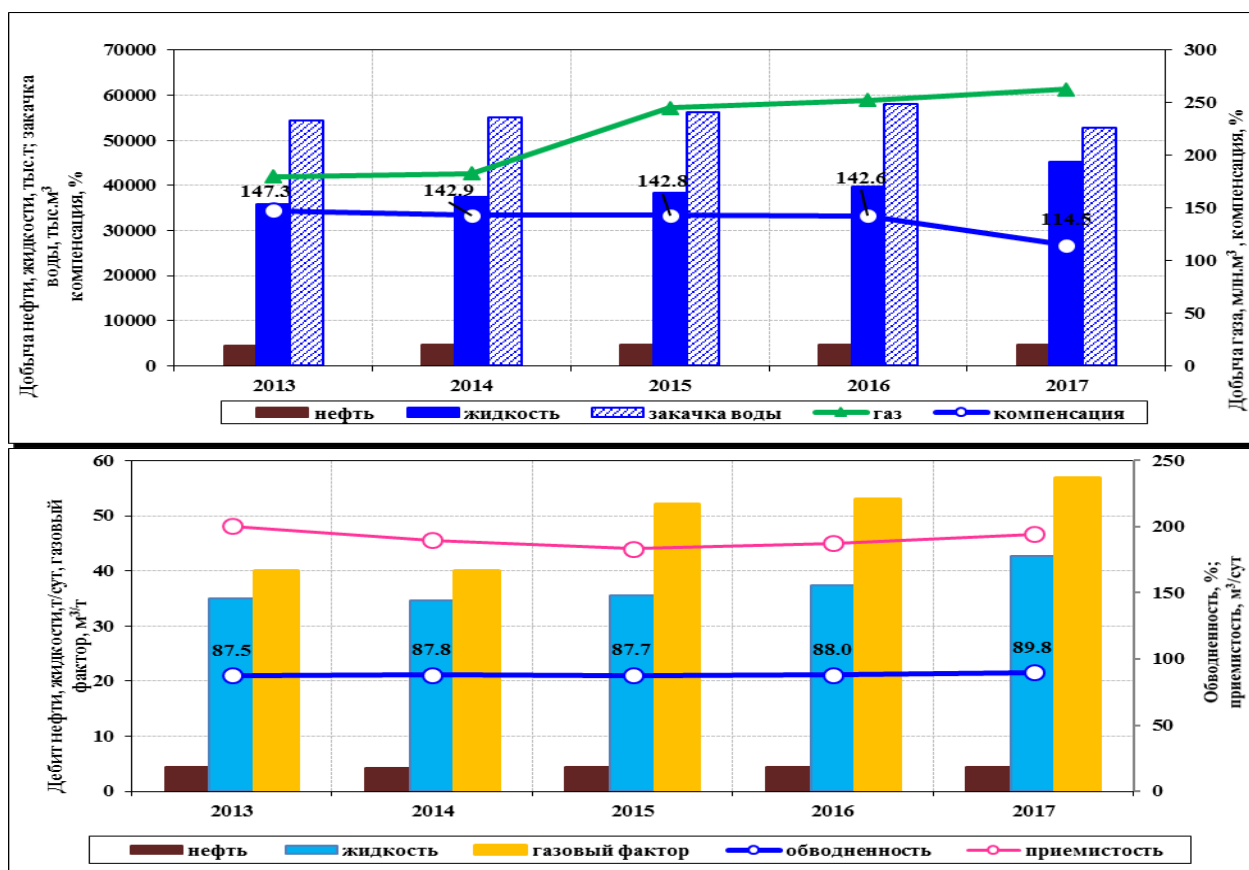


Рисунок 2.4– Динамика основных показателей разработки 13-18 горизонтов за период 2013-2017 гг.



По состоянию на 01.01.2018 г. с начала года на месторождение (13-18 горизонты) добыто 4618 тыс.т нефти, 45216 тыс.т жидкости и 263 млн.м<sup>3</sup> газа, в том числе из новых скважин – 217 тыс.т. Средняя обводненность добываемой продукции составила 89,8%. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов – 1,0.

Годовой отбор нефти по месторождению растет с 4487 тыс.т (2013 г.) до 4758 тыс.т (2016 г.). Увеличение годовых отборов нефти объясняется в основном вводом новых пробуренных эксплуатационных скважин, а также за счет проводимых мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов. В 2017 г. отмечается снижение уровня добычи нефти до 4618 тыс.т, несмотря на увеличение действующего добывающего фонда до 3180 ед.

Таблица 2.4 – Динамика основных показателей разработки 13-18 горизонтов за период 2013-2017 гг.

№№ пп	Показатели	Годы				
		2013	2014	2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6	7
1	Добыча нефти, тыс. т	4487	4565	4700	4758	4618
2	в т. ч. из переходящих скважин	4287	4255	4228	4467	4401
3	из новых скважин	200	310	473	291	217
4	механизированным способом	4457	4526	4681	4754	4616
5	Накопленная добыча нефти, тыс. т	328185	332750	337450	342208	346826
6	Добыча жидкости, тыс. т	35880	37525	38332	39750	45216
7	Накопленная добыча жидкости, тыс. т	924080	961605	999937	1039686	1084902
8	Среднегодовая обводненность (по весу), %	87.5	87.8	87.7	88.0	89.8
9	в т.ч.переходящих скважин	87.9	88.4	88.6	88.5	90.1
10	новых скважин	70.2	63.2	65.3	72.0	75.8
11	Темп отбора от начальных балансовых запасов, %	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
12	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов, %	1.0	1.0	1.1	1.1	1.0
13	Темп отбора от текущих извлекаемых запасов, %	3.8	4.1	4.4	4.6	4.7
14	Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	180	183	245	253	263
15	Накопленная добыча газа, млн. м <sup>3</sup>	22462	22644	22889	23142	23405
16	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	54361	55064	56270	58163	52740
17	Накопленная закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	1573577	1628641	1684911	1743073	1795814
18	Компенсация отборов текущая, %	147.3	142.9	142.8	142.6	114.5
19	Компенсация отборов накопленная, %	150.7	150.4	150.2	149.9	148.6
20	Эксплуатационное бурение, всего, тыс.м	160	130	238	202	110
21	Ввод добывающих скважин, шт.	192	281	310	246	247
22	в т.ч. из бурения	118	124	181	140	96
23	из другого объекта	69	147	123	103	147
24	Выбытие добывающих скважин, шт.	99	109	133	151	139
25	в т.ч. под закачку	4	39	43	14	11
26	Фонд добывающих скважин на конец года, всего, шт.	3301	3344	3408	3431	3410
27	в т.ч. действующих, шт.	3121	3221	3220	3132	3180
28	нагнетательных в отработке	8	24	14	3	6
29	новых	118	124	181	140	96
30	Ввод нагнетательных скважин под закачку, шт.	92	135	100	49	62
31	в т.ч. из бурения	77	65	25	10	32
32	переводом из добывающего фонда	5	42	45	19	18
33	Выбытие нагнетательных скважин, шт.	45	72	49	48	69
34	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	1087	1105	1124	1098	1062

35	в т.ч. действующих	839	907	939	906	889
36	Среднегодовой дебит нефти, т/сут	4.4	4.2	4.3	4.5	4.4
37	Среднегодовой дебит жидкости, т/сут	35.0	34.7	35.5	37.3	42.6
38	Средний дебит новых скважин по нефти, т/сут	11.3	12.0	12.9	10.9	11.6
39	Средняя приемистость, м <sup>3</sup> /сут	200.7	190.0	183.2	187.6	194.5
40	Давление на забое добывающих скв. (диапазон), МПа	5.3-12.5	5.0-11.6	5.0-12.5	5.1-11.8	5.0-11.1
41	Давление на устье нагнетательных скв. (диапазон), МПа	8.2-13.5	8.2-13.1	8.7-12.9	9.2-13.4	8.7-13.4
42	Среднее пластовое давление, МПа	11.7	11.6	11.2	11.5	11.8
43	Коэффициент использования добывающих скв., доли ед.	0.858	0.886	0.873	0.853	0.817
44	Коэффициент эксплуатации добывающих скв., доли ед.	0.916	0.931	0.918	0.925	0.920
45	Коэффициент использования нагнетательных скв., доли ед.	0.697	0.718	0.754	0.754	0.685
46	Коэффициент эксплуатации нагнетательных скв., доли ед.	0.913	0.903	0.924	0.917	0.845
47	Текущий КИН, д. ед.	0.333	0.338	0.342	0.347	0.352
48	Средний газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	40	40	52	53	57
49	Выработка запасов нефти, %	74.5	75.6	76.6	77.7	78.7

Объем закачки воды в 2017 г. снизился на 9% по сравнению с 2016 г. Выросла обводненность добываемой продукции до 89,8%. Добыча жидкости увеличивается с 35880 тыс.т (2013 г.) до 45216 тыс.т (2017 г.). Среднегодовой дебит по нефти на уровне 4,2-4,5 т/сут, а дебит по жидкости растет с 35 т/сут (2013 г.) до 42,6 т/сут (2017 г.).

## 2.5 Динамика обводненности продукции и рекомендуемые ГТМ

По состоянию на 01.01.2018 г. по 13-18 горизонтам месторождения с начала разработки добыто 1084902 тыс. т жидкости, в том числе 738076 тыс. т воды. За 2017 г. добыча жидкости составила 45216 тыс. т, из них 40598 тыс.т воды. Средняя обводненность составило 89,8%.

Динамика обводненности в целом за все время разработки месторождения представлена на рисунке 2.5.

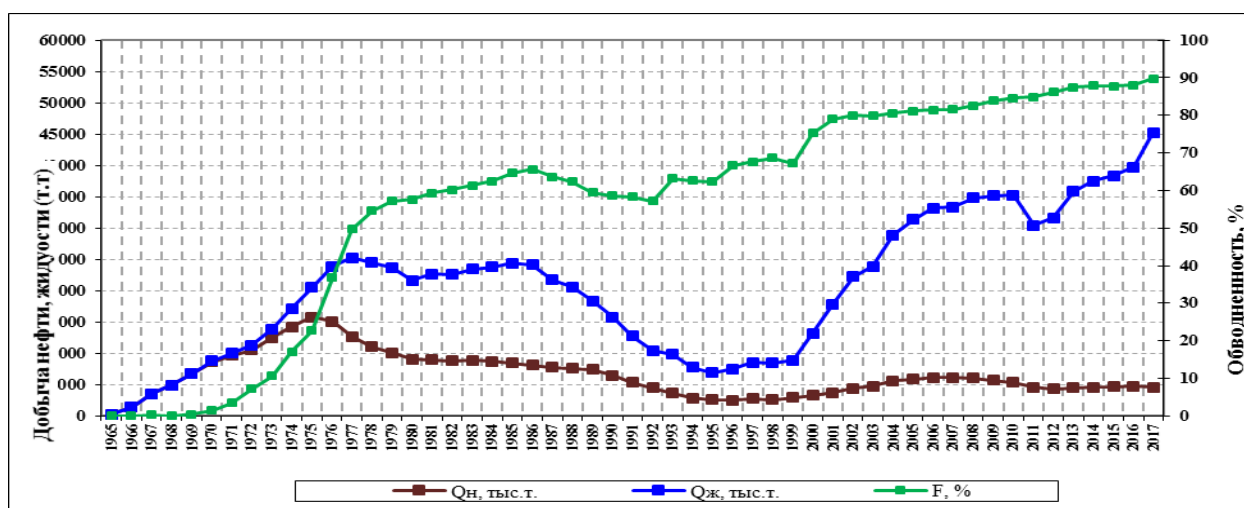


Рисунок 2.5 – Динамика обводненности в целом по 13-18 горизонтам

За анализируемый период (2013-2017 гг.) обводненность по месторождению возросла от 87,5% до 89,8%, что вызвано увеличением уровня отбора жидкости.

В таблице 2.5 представлено распределение обводненности добываемой продукции по эксплуатационным объектам месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Таблица 2.5 - Распределение обводненности по горизонтам на 01.01.2018 г.

Показатели	13	14	15	16	17	18	15 сз	15 пар	17 пар	18 хум	Итого
Обводненность, %	89.9	90.2	90.0	90.7	90.0	82.5	87.8	77.2	83.1	92.7	<b>89.8</b>
Действ.доб.фонд, ед.	1232	1047	400	187	191	81	35	11	4	5	<b>3180</b>
Действ.нагн.фонд, ед.	452	246	91	46	30	16	5	2	0	1	<b>889</b>
Соотношение скважин доб/нагн	3/1	4/1	4/1	4/1	6/1	5/1	7/1	6/1	4/0	5/1	<b>4/1</b>
Ср.дебит нефти, т/сут	4.0	4.2	4.5	3.8	5.3	7.5	5.1	7.2	4.8	4.4	<b>4.4</b>
Ср.дебит жидкости, т/сут	39.6	43.2	45.1	41.2	52.6	42.6	42.1	31.5	28.2	60.2	<b>42.6</b>
Ср.приемистость нагн.скв., м <sup>3</sup> /сут	165.1	222.2	224.9	197.1	272.0	298.5	217.9	216.6		224.3	<b>194.5</b>

На дату анализа средняя обводненность добываемой продукции по горизонтам колеблется в диапазоне от 77,2% (15 горизонт Парсумурунского купола) до 92,7% (18 горизонт Хумурунского купола). Соотношение числа добывающих скважин к нагнетательным колеблется от 4:0 (17 горизонт Парсумурунского купола) до 7:1 (15 горизонт Северо-западного купола).

Распределение фонда скважин по обводненности в целом по 13-18 горизонтам по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 2.6.

Таблица 2.6 - Распределение фонда скважин по обводненности в целом 13-18 горизонтов по состоянию на 01.01.2018 г.

№№	Показатели	Обводненные скважины					всего
		30-50	50-70	70-90	90-98	98 и выше	
1	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3	7463	29262	62556	5645	<b>104929</b>
2	Доля в накопленной добыче нефти, %	0.003	7.1	27.9	59.6	5.4	
3	Добыча нефти, тыс.т/год	3	1261	1767	1493	35	<b>4560</b>
4	Доля в добыче нефти, %	0.1	27.7	38.8	32.7	0.8	
5	Количество скважин, шт.	2	411	953	1667	137	<b>3170</b>
6	Доля в обводненном фонде скважин, %	0.1	13.0	30.1	52.6	4.3	
7	Суммарная добыча нефти на 1 скв., тыс.т	1.6	18.2	30.7	37.5	41.2	<b>33.1</b>
8	Добыча нефти на 1 скв., т/год	1.6	3.1	1.9	0.9	0.3	<b>1.4</b>
9	Среднесуточный дебит по нефти 1 скважины, т/сут	13.3	9.8	5.8	2.7	0.9	<b>4.4</b>
10	Среднесуточный дебит по жидкости 1 скважины, т/сут	26.4	54.8	68.3	96.7	57.1	<b>41.7</b>

На дату анализа в распределение фонда по обводненности не участвовали 10 скважин, из которых 4 скважины вошли в действующий фонд 31.12.2017 г. и 6 скважин находились в текущем простое.

Скважины с обводненностью менее 30% на месторождении отсутствуют. С обводненностью не более 50% работали 2 скважины при среднесуточном дебите нефти 13,3 т/сут, которые составляют 0,1% от всего действующего добывающего фонда. С обводненностью от 50% до 90%

работали 43% скважин (1364 ед.), доля в годовой добыче нефти которых составила 66%. На дату анализа 4,3% (137 ед.) скважин от общего действующего фонда работают с обводненностью 98% и выше при среднесуточном дебите нефти 0,9 т/сут, вклад которых в годовую добычу нефти составляет 0,8%.

В таблице 2.7 представлена динамика распределения скважин, работающих с обводненностью 98% и выше по причинам обводнения.

Таблица 2.7 - Динамика распределения скважин 13-18 горизонтов, работающих с обводненностью 98% и выше по причинам обводнения

№№	Показатели	2013	2014	2015	2016	2017
1	Обводненность продукции, %	87.5	87.8	87.7	88.0	89.8
2	Количество добывающих скважин	3121	3221	3220	3132	3180
3	Количество обводненных скважин	136	106	65	58	137
3.1	в т.ч. за счет нагнетания	20	5	5	6	3
3.2	подъема ВНК	31	29	22	8	23
3.3	технические причины	85	72	38	44	73

Как видно из таблицы 5.6.3 количество обводненных скважин на 13-18 горизонтах в 2016 г. снизилось до 58 ед. по сравнению с 2013 г. (136 ед.), что связано с переводом скважин под закачку, в контрольный фонд, на другой горизонт, а также в бездействие и ФЛС.

В таблице 2.8 представлена динамика выбытия высокообводненных скважин из действующего фонда.

Таблица 2.8 – Динамика выбытия высокообводненных скважин из действующего фонда в целом по 13-18 горизонтам

Годы	Количество обводненных скважин	Выбытие из действующего фонда					всего
		возврат на др.горизонт	под закачку	контр. фонд	бездействие	физическая ликвидация	
2013	136	23	11	16	23	13	86
2014	106	12	6	19	25	12	74
2015	65	6	1	13	18	11	49
2016	58	4		3	7	3	17
Всего		45	18	51	73	39	226

За последние 5 лет (2013-2017 гг.) из действующего добывающего фонда выбыли высокообводненные скважины по следующим причинам: произвели возврат на другой горизонт – 45 ед., перевели под закачку – 18 ед., ушли в контрольный фонд – 51 ед., переведены в бездействующий фонд – 73 ед. и физически ликвидированы – 39 ед.

К концу 2017 года количество скважин с обводненностью 98% и выше увеличилось до 137 ед., из них в 38 скважинах ГИС не проводился и судить о характере поступления воды в эти скважины не представляется возможным. Остальные скважины (99 ед.), в которых проведен ГИС распределены по причинам обводнения (таблица 5.6.3): за счет нагнетания обводнились 3 скважины, за счет подъема ВНК - 23 скважины и по техническим причинам (нарушение э/к, заколонный переток и др.) - 73 скважины.

Все высокообводненные скважины проанализированы и по ним разработаны соответствующие геолого-технические мероприятия. Сводная

таблица рекомендуемых ГТМ скважин с обводненностью 98% и выше представлена в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Сводная таблица рекомендуемых ГТМ скважин с обводненностью 98% и выше 13-18 горизонтов по состоянию на 01.01.2018 г.

Намечаемые мероприятия	Кол-во	Горизонты					
		13	14	15	16	17	18 хум
Устранение нарушения эксплуатационной колонны	16	8	5	3			
Возврат на вышележащий горизонт	2			1			1
Возврат на нижележащий горизонт	2	2					
Перевод под закачку	3	2	1				
Ликвидация аварии	4	2			1	1	
РИР	11	4	7				
ГИС	69	39	24	1	3	2	
Перевод в бездействующий фонд	7	4	2	1			
Перевод в контрольный фонд	6	6					
Эксплуатация до предельно рентабельного дебита	17	7	4	5		1	
<b>Всего</b>	<b>137</b>	<b>74</b>	<b>43</b>	<b>11</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>1</b>

По скважинам преобладает морская вода: по 13 горизонту – 76 %, по 14 горизонту – 82 %, по 15 горизонту – 84 %, по 16 горизонту – 85 %, по 17 горизонту – 78% и 18 горизонту Хумурунского купола – 87%. Отсюда следует, что основной попутно-добываемой водой по этим скважинам является морская, т.е. поступает приток нагнетаемых вод.

При проведении анализа динамика обводненного фонда построен график (рисунок 2.6) зависимости числа, работающих скважин, среднего дебита нефти, жидкости и обводнения добываемой продукции (по весу) от текущего коэффициента нефтеизвлечения за период 2013– 2017 гг.

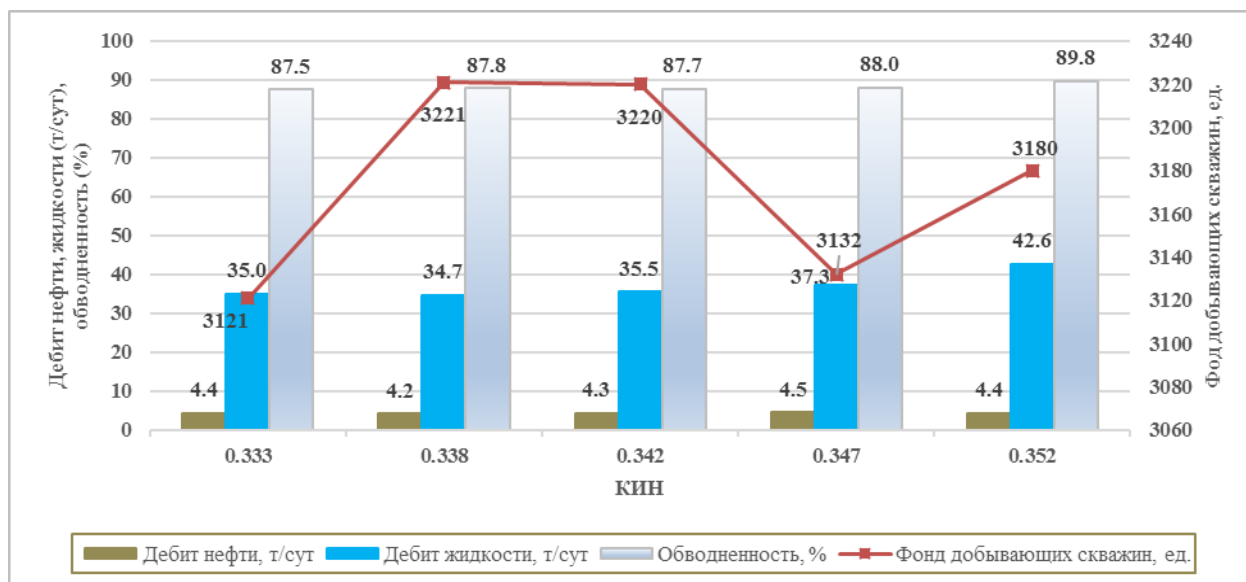


Рисунок 2.6 – Зависимость числа действующих скважин, среднего дебита и обводнения продукции от текущего КИН в целом по 13-18 горизонтам за период с 2013–2017 гг.

Как видно из рисунка 2.6, дебит нефти на уровне предыдущих лет, дебит жидкости увеличивается с 35,0 т/сут (2013 г.) до 42,6 т/сут (2017 г.) при этом обводненность добываемой продукции в целом по 13–18 горизонтам месторождения Узень увеличивается с 87,5% (2013 г.) до 89,8% (2017 г.), коэффициент нефтеизвлечения увеличился от 0,333 д.ед. до 0,352 д.ед.

Для месторождения поздней стадии разработки, каким является Узень, в связи с увеличением количества обводненных скважин, актуальны задачи выделения водопроявляющих интервалов, обводненных пластов, определения причин и механизмов их обводнения; оценки степени выработки (коэффициента текущей нефтеводонасыщенности) продуктивных толщин. Одним из основных источников информации о состоянии разрабатываемых залежей и техническом состоянии скважин является проведение промысло-геофизических исследований по контролю за разработкой (ГИС-к), проводимыми в скважинах эксплуатационного фонда (добывающих и нагнетательных), результаты которых послужат основой для обоснования различных технологических или геолого-технических мероприятий. В связи, с чем необходимо своевременное проведение геофизических исследований скважин для выявления причин обводнения.

### 13 горизонт

По состоянию на 01.01.2018г. с 13 горизонта с начала разработки добыто 333667 тыс. т. жидкости, в том числе 234877 тыс. т. воды. За 2017 г. добыча жидкости составила 16040 тыс. т., из них 14415 тыс.т. воды. Средняя обводненность составило 89,9%.

Динамика обводненности в целом за все время разработки 13 горизонта представлена на рисунке 2.7.

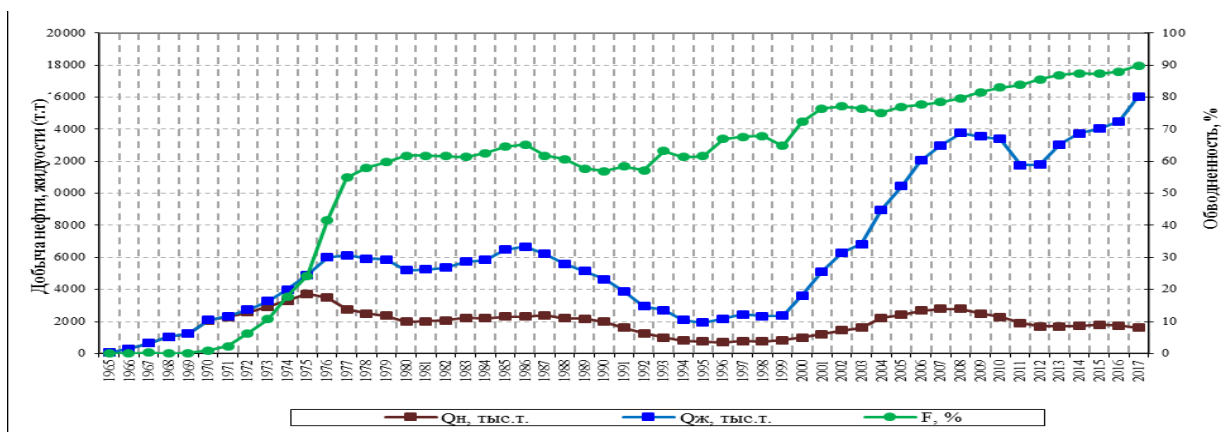


Рисунок 2.7 – Динамика обводненности 13 горизонта

За анализируемый период (2013-2017 гг.) обводненность по горизонту возросла от 86,9% до 89,9%, что вызвано увеличением уровня отбора жидкости.

На объекте работают 452 нагнетательных скважин (таблица 5.6.1) со средней приёмистостью 165 м<sup>3</sup>/сут, при соотношении числа добывающих скважин к нагнетательным – 3:1.

Распределение фонда скважин по обводненности 13 горизонта по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 2.10.

На дату анализа в распределение фонда по обводненности не участвовали 6 скважин, из которых 1 скважина вошла в действующий фонд из бурения 31.12.2017 г. и 5 скважин находились в текущем простое.

Таблица 2.10 - Распределение фонда скважин по обводненности 13 горизонта по состоянию на 01.01.2018 г.

№№	Показатели	Обводненные скважины					всего
		30-50	50-70	70-90	90-98	более 98	
1	Накопленная добыча нефти, тыс.т	3	2978	9832	20871	3296	36979
2	Доля в накопленной добыче нефти, %	0.009	8.1	26.6	56.4	8.9	
3	Добыча нефти, тыс.т/год	3	496	576	519	17	1611
4	Доля в добыче нефти, %	0.2	30.8	35.8	32.2	1.1	
5	Количество скважин, шт.	1	175	366	610	74	1226
6	Доля в обводненном фонде скважин, %	0.1	14.3	29.9	49.8	6.0	
7	Суммарная добыча нефти на 1 скв., тыс.т	3.2	17.0	26.9	34.2	44.5	30.2
8	Добыча нефти на 1 скв., т/год	3.2	2.8	1.6	0.9	0.2	1.3
9	Среднесуточный дебит по нефти 1 скважины, т/сут	13.3	8.9	4.8	2.5	0.7	4.0
10	Среднесуточный дебит по жидкости 1 скважины, т/сут	26.4	24.8	29.4	46.3	53.7	38.4

С обводненностью не более 50% работала 1 скважина при среднесуточном дебите нефти 13,3 т/сут. С обводненностью от 50% до 90% работали 44% скважин (541 ед.), доля в годовой добыче нефти которых составила 66,5%. На дату анализа 6% (74 ед.) скважин от общего действующего фонда работают с обводненностью 98% и выше при среднесуточном дебите нефти 0,9 т/сут, вклад которых в годовую добычу нефти составляет 1,1%.

В таблице 2.11 представлена динамика распределения скважин, работающих с обводненностью 98% и выше по причинам обводнения.

Таблица 2.11 - Динамика распределения скважин 13 горизонта, работающих с обводненностью 98% и выше по причинам обводнения

№№	Показатели	2013	2014	2015	2016	2017
1	Обводненность продукции, %	86.9	87.5	87.3	88.0	89.9
2	Количество добывающих скважин	1278	1362	1327	1228	1232
3	Количество обводненных скважин	62	64	39	33	74
3.1	в т.ч. за счет нагнетания	11	5	4	6	
3.2	подъема ВНК	15	20	18	4	15
3.3	технические причины	36	39	17	23	38

Как видно из таблицы количество обводненных скважин 13 горизонта снизилось с 64 ед. (2014 г.) до 33 ед. (2016 г.). В таблице 2.12 представлена динамика выбытия высокообводненных скважин из действующего фонда.

За последние 5 лет (2013-2017 гг.) из действующего добывающего фонда выбыли высокообводненные скважины по следующим причинам: произвели возврат на другой горизонт – 6 ед., перевели под закачку – 15 ед., ушли в контрольный фонд – 41 ед., переведены в бездействующий фонд – 55 ед. и физически ликвидированы – 20 ед.

К концу 2017 года количество скважин с обводненностью 98% и выше увеличилось до 74 ед., из них в 21 скважине ГИС не проводился и судить о характере поступления воды в эти скважины не представляется возможным. Остальные скважины (53 ед.), в которых проведен ГИС распределены по причинам обводнения (таблица 2.11): за счет подъема ВНК обводнились 15 скважины, по техническим причинам (нарушение э/к, заколонный переток и др.) - 38 скважин.

Таблица 2.12 - Динамика выбытия высокообводненных скважин из действующего фонда 13 горизонта

Годы	Количество обводненных скважин	Выбытие из действующего фонда					всего
		возврат на др.горизонт	под закачку	контр. фонд	бездействие	физическая ликвидация	
2013	62	2	8	12	20	6	48
2014	64	1	6	15	18	6	46
2015	39	2	1	11	12	7	33
2016	33	1		3	5	1	10
Всего		6	15	41	55	20	137

При проведении анализа динамика обводненного фонда построен график (рисунок 2.8) зависимости числа, работающих скважин, среднего дебита нефти, жидкости и обводнения добываемой продукции (по весу) от текущего коэффициента нефтеизвлечения за период 2013– 2017 гг.

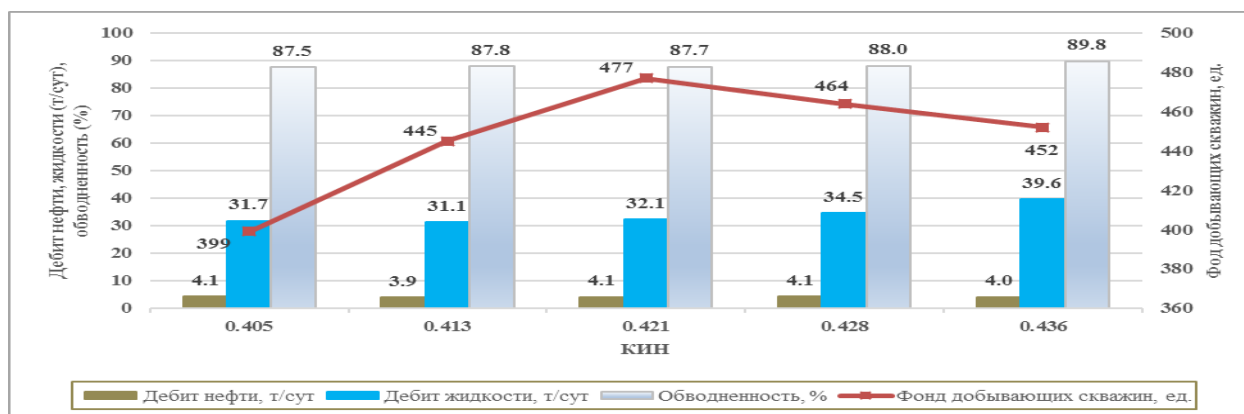


Рисунок 2.8 – Зависимость числа действующих скважин, среднего дебита и обводнения продукции от текущего КИН 13 горизонта за период с 2013–2017 гг.

Как видно из рисунка 2.8, дебит нефти на уровне предыдущих лет, дебит жидкости увеличивается с 31,7 т/сут (2013 г.) до 39,6 т/сут (2017 г.) при этом обводненность добываемой продукции увеличивается с 87,5% (2013 г.) до 89,8% (2017 г.), коэффициент нефтеизвлечения увеличился от 0,405 д.ед. до 0,436 д.ед.



## 2.6 Характеристика закачки воды и ГТМ аномальными значениями компенсации

Месторождение Узень разрабатывается с поддержанием пластового давления путём закачки воды. Фактическая закачка воды началась с 1967 года. С начала закачивали альбсеноманскую воду, а с 1971 года начали закачивать морскую воду. В пласты месторождения до 1993 г. осуществлялась закачка горячей воды. В настоящее время на месторождении основным рабочим агентом для воздействия на пласт остается холодная вода: попутно добываемая (сточная) и морская.

С начала разработки в скважины нагнетательного фонда для поддержания пластового давления закачено 1795814 тыс.м<sup>3</sup> воды. Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой составила 148,6%.

Динамика технологических показателей по закачке в целом 13-18 горизонтов месторождения Узень приведена в таблице 2.13 и на рисунке 2.9.

Таблица 2.13 - Динамика технологических показателей по закачке в целом 13-18 горизонтов за период 2013-2017 гг.

№№ п/п	Показатели	Годы				
		2013	2014	2015	2016	2017
1	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	54361	55064	56270	58163	52740
2	Суммарная закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	1573577	1628641	1684911	1743073	1795814
3	Компенсация отбора жидкости закачкой, %					
	текущая	147.3	142.9	142.8	142.6	114.5
	накопленная	150.7	150.4	150.2	149.9	148.6
4	Среднегодовая приемистость 1 скв., м <sup>3</sup> /сут	200.7	190.0	183.2	187.6	194.5
5	Действующий нагнетательный фонд, ед.	839	907	939	906	889
6	Давление на забое нагнетательных скважин, МПа	24.1	24.0	24.3	24.2	24.0
7	Давление на устье нагнетательных скважин, МПа	11.7	11.6	11.2	11.5	11.8

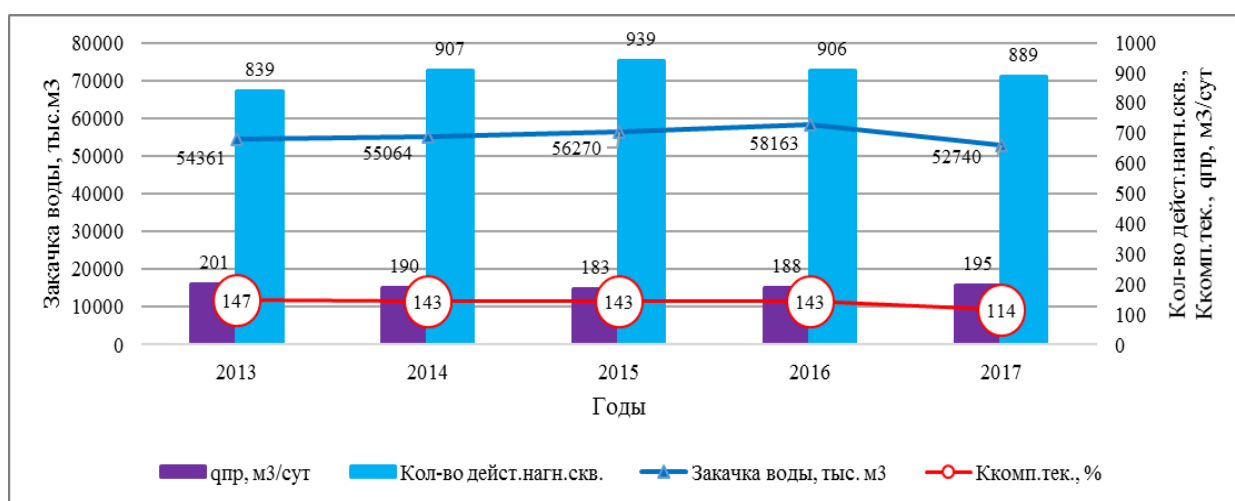


Рисунок 2.9- Динамика технологических показателей по закачке в целом 13-18 горизонтов за период 2013-2017 гг.

На месторождение с 2013 г. по 2016 г. прослеживается увеличение объемов закачки воды на 1-3%. С начала 2017 года в продуктивные пласты закачано 52740 тыс. м<sup>3</sup> воды, что на 9% меньше по сравнению с 2016 г. Основной причиной снижения объёмов закачки является уменьшение действующего нагнетательного фонда с 906 ед. (2016 г.) до 889 ед. (2017 г.). Среднегодовая приемистость нагнетательных скважин составила 195 м<sup>3</sup>/сут.

В таблице 2.14 и на рисунке 2.10 приведены данные по текущей компенсации отбора жидкости закачкой по горизонтам и в целом по месторождению по состоянию на 01.01.2018 г.

Таблица 2.14 - Текущая компенсация отбора жидкости закачкой по горизонтам на 01.01.2018 г.

Горизонты	Количество скважин		Соотношение скважин доб/нагн	Добыча, тыс.т			Закачка воды		Обводненность продукции, %	Текущая компенсация, %
	доб	нагн		жидкости	нефти	воды	тыс.м <sup>3</sup>	доля		
13	1232	452	3/1	16040	1626	14415	23263	44%	89.9	142.5
14	1047	246	4/1	14980	1468	13512	16225	31%	90.2	106.3
15	400	91	4/1	6053	608	5445	6222	12%	90.0	100.9
16	187	46	4/1	2731	253	2477	2646	5%	90.7	95.5
17	191	30	6/1	3454	346	3107	2379	5%	90.0	68.0
18	81	16	5/1	1245	218	1027	1440	3%	82.5	110.3
15 сз	35	5	7/1	82	6	76	343	0.6%	87.8	73,5
15 пар	11	2	6/1	453	55	398	149	0.3%	77.2	102,0
17 пар	4	0	4/0	137	31	106	0	0%	83.1	0
18 хум	5	1	5/1	42	7	35	74	0.1%	92.7	89,7
<b>Всего</b>	<b>3180</b>	<b>889</b>	<b>4/1</b>	<b>45216</b>	<b>4618</b>	<b>40598</b>	<b>52740</b>		<b>89.8</b>	<b>114.5</b>

В 2017 году 75% годовой закачки приходится на 13 и 14 горизонты, 12% - на 15 горизонт и 13% - на 16-18 горизонты. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой в целом по месторождению составила 114,5%, изменяясь с 68% (17 горизонт) до 142,5% (13 горизонт).

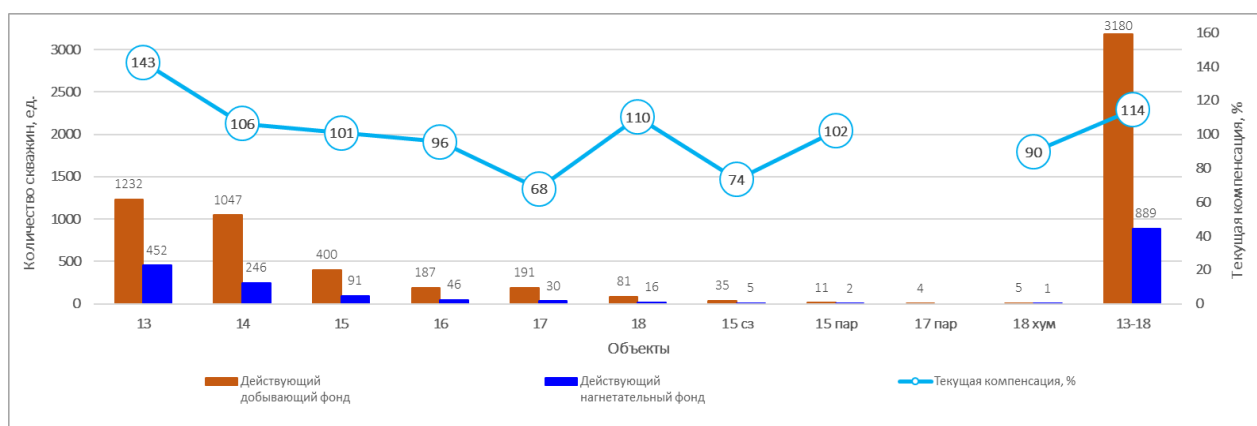


Рисунок 2.10 - Текущая компенсация отбора жидкости закачкой по горизонтам на 01.01.2018 г.

Для регулирования компенсации и улучшения работы системы ППД по состоянию на 01.01.2018 г. проведен детальный анализ распределения жидкости от нагнетательных скважин к добывающим скважинам по горизонтам с привлечением всей геолого-промысловой информации.

Анализ полученных результатов показывает, что на площадях исследуемых объектов (13-18 горизонтов) можно выделить 6 зон по параметру компенсации (таблица 2.31):

- Зоны с компенсацией больше 400%;
- Зоны с компенсацией 200%-400 %;
- Зоны с компенсацией от 140% до 200%;
- Зоны с компенсацией от 100 до 140 %;
- Зоны с компенсацией от 60 до 100%;
- Зоны с компенсацией от 0 до 60%.

Таблица 2.15 - Распределение количества зон по текущей компенсации за 2017 г. по горизонтам

Ккомп., %	Горизонты										Всего
	13	14	15	15 с-з	15 пар	16	17	17 пар	18	18 хум	
0-60	10	17	13			16	14	1	7	1	<b>79</b>
60-100	13	22	16	1		6	6		2		<b>66</b>
100-140	20	22	4		1	7	2		1	1	<b>58</b>
140-200	27	16	3			6	3		3	1	<b>59</b>
200-400	24	9	10			5	2		4		<b>54</b>
≥400	4	3	3			0	2		3		<b>15</b>
<b>Итого</b>	<b>98</b>	<b>89</b>	<b>49</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>40</b>	<b>29</b>	<b>1</b>	<b>20</b>	<b>3</b>	<b>331</b>

На 13-18 горизонтах месторождения выявлены 145 зон с компенсацией до 100% и 69 зон с компенсацией более 200%. (таблица 2.15 и рисунок 2.11)

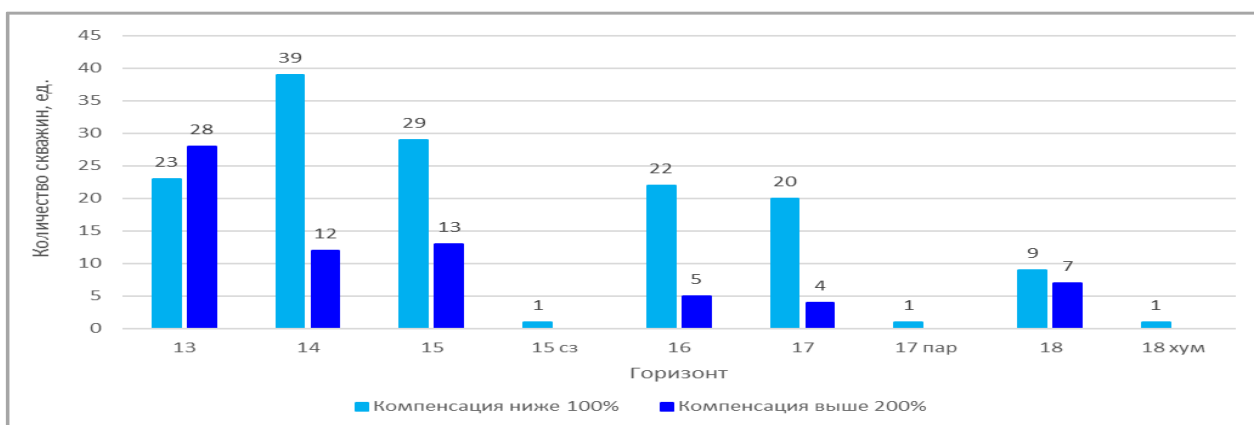


Рисунок 2.11- Распределение количества зон по текущей компенсации за 2017 г. по горизонтам

По результатам анализа геолого-промысловых материалов по зонам с аномальными значениями компенсации разработаны ГТМ по скважинам для

совершенствования (или организации) заводнения. Сводная таблица рекомендуемых геолого-технические мероприятия по скважинам в зонах с аномальной компенсацией 13-18 горизонтов месторождения Узень представлена в таблицах 2.16-2.17.

В зонах с низкой компенсацией ( $\leq 100\%$ ) представленный комплекс мероприятий в основном направлен на увеличение приемистости нагнетательных скважин за счет проведения кислотных обработок, прострелочно-взрывных работ, а также вскрытия перекрытых интервалов перфорации силами КРС.

В зонах с высокой компенсацией ( $\geq 200\%$ ) в большинстве случаев рекомендованы мероприятия по остановке на ограничение (непроизводительная закачка), использованию полимеров, установке штуцеров, и устранению негерметичности эксплуатационной колонны силами КРС. По зонам с компенсацией  $\geq 400\%$  основной комплекс мероприятий по скважинам связан с непроизводительной закачкой.

По результатам анализа геолого-промысловых материалов по зонам с аномальными значениями компенсации разработаны ГТМ по скважинам для совершенствования (или организации) заводнения.

Таблица 2.16 – Сводная таблица рекомендуемых ГТМ по добывающим скважинам в зонах с аномальной компенсацией 13-18 горизонтов месторождения Узень

№№ пп	ГТМ	Горизонт					
		13	14	15	16	17	18
1	Кислотная обработка		5	1			1
2	Перевод под закачку	3	2	2	1	3	1
3	КРС ликвидация аварии	9	4	3	1	4	
4	РИР	10	14	6	5	10	1
5	ГРП	1	2	1		3	
6	Перестрел	5	5	2	1	9	2
7	Дострел	1	10	4		1	1
8	ГИС	2	15	8	2	7	
9	Очистка забоя	6	2	1	1	4	
10	Перевод на другой горизонт		1	2	2	5	1
11	Пробурить дубль					1	
12	Вывод в БД		1				

На месторождении Недропользователем проводится работа по оптимизации системы ППД созданием ячеек из существующего добывающего и нагнетательного фонда скважин, бурением новых скважин, дострелы и изоляция определенных пластов, выявление неэффективных нагнетательных скважин, определяющих компенсацию отборов закачкой в конкретных добывающих скважинах.

Таблица 2.17– Сводная таблица рекомендуемых ГТМ по нагнетательным скважинам в зонах с аномальной компенсацией 13-18 горизонтов месторождения Узень

ГТМ	Горизонт					
	13	14	15	16	17	18
Остановка на ограничение	34	7	6	1	2	1
Кислотная обработка	5		1	1		1
Перевод под нефть						
КРС ликвидация аварии	1	2	2			
РИР	16	11	9	6	2	3
ГРП						
Установить штуцер	5	1	1	2		
МГРП			2	1		
Перестрел	18	5	4	2	1	
Дострел	3	2	1			1
ГИС	8	4	5	2	1	2
ПОТ	18	13	3	4	1	2
Очистка забоя	10	2	1		1	
Перевод на другой горизонт		1	5	2	3	1
Ввод из БД под закачку	3	1	2			1
ЗБС под закачку	1		2		1	1
Ввод под закачку	4	5			1	
Дубль под закачку				1		

Учитывая чрезвычайную сложность геологического строения месторождения (зональная неоднородность, расчлененность разреза) в целом можно констатировать эффективность разработки месторождения заводнением пластов.

Действующая система ППД в общем позволяет поддерживать высокие приемистости и высокую текущую компенсацию (текущая компенсация в среднем по горизонтам изменяется от 68% - 17 горизонт до 142 % - 13 горизонт). При рассмотрении по ячейкам в частности, наблюдаются различные ситуации, связанные как с недостаточными объемами закачки, так и с недоукомплектованностью ячеек скважин новыми добывающими и нагнетательными скважинами.

### **Рекомендации**

1. Предупреждение преждевременных прорывов воды, выявление и устранение нерациональных объемов воды между нагнетательными и добывающими скважинами.

2. Обоснованный подход к выбору технологических режимов нагнетательных скважин.

3. Для более оптимальной выработки запасов нефти на площади необходимо продолжить трассерные исследования с целью определения направления потоков нагнетаемых вод. Это даст

возможность определить охват пласта заводнением в каждом элементе разработки, что в свою очередь определит рациональность выработки запасов в ячейках.

4. Ввод скважин из бездействующего фонда.

5. Усиление системы заводнения, переводом под нагнетание скважин.

6. На добывающих скважинах - проведение работ по изоляции высокообводнённых интервалов.

7. На нагнетательных скважинах - проведение работ по ликвидации заколонной циркуляции, ограничению приёмистости высокопроницаемых каналов.

## **2.7 Изучение характера внедрения воды по отдельным пластам и участкам**

Определение текущего положения ВНК и границ обводненных зон пластов 13-18 продуктивных горизонтов является одной из наиболее трудноразрешимых задач для месторождения Узень. Это связано со сложным геологическим строением, многопластовостью месторождения, высокой неоднородностью коллекторских свойств пластов, различными многочисленными изменениями системы разработки, которые исторически складывались на протяжении десятков лет и другие факторы.

Месторождение Узень разрабатывается с поддержанием пластового давления путём закачки воды. Фактическая закачка воды началась с 1967 года. С начала закачивали альб-сеноманскую воду, а с 1971 года начали закачивать морскую воду. В пласты месторождения до 1993 г. осуществлялась закачка горячей воды. В настоящее время на месторождении основным рабочим агентом для воздействия на пласт остается холодная вода: попутно добываемая (сточная) и морская.

В соответствии с Генеральной схемой разработки месторождения 1965 г. выделены четыре эксплуатационных объектов верхнего этажа нефтегазоносности: I объект - 13+14 горизонты, II объект - 15+16, III-17, IV-18, поперечное разрезание рядами нагнетательных скважин месторождения на блоки **шириной 4 км** по основным эксплуатационным объектам (I и II).

В начале 1970-х годов, геологическим управлением Миннефтепрома, Центральной комиссией по разработке, научно-исследовательскими организациями в основном принимались решения по осуществлению дополнительного разрезания объектов разработки на блоки **шириной до 2 км**, уплотнению сетки добывающих и нагнетательных скважин.

В 1974 г. составлен проект разработки 13-18 горизонтов месторождения, в котором учтены недостатки прежних проектных решений, обобщены многочисленные решения и постановления по совершенствованию разработки месторождения и уточнения проектных

технологических показателей с учетом накопленной в процессе разработки геолого-промысловой информации.

Основные положения проекта заключались в следующем:

- **каждый горизонт является самостоятельным объектом разработки** с индивидуальной системой воздействия заводнением;

- продуктивные горизонты скважин разделены на блоки **шириной 2 км** рядами нагнетательных скважин и др.

В 1987 г. составлен новый проект разработки месторождения, на момент составления которого на месторождении пробурено 3856 скважин. В этом проектном документе продолжено развитие основных направлений совершенствования системы разработки.

В середине 1980-х годов, на месторождении Узень опробована опытная закачка воды в законтурную область, аквифера 17 горизонта, которая **не была успешной**.

По результатам многочисленных гидрогеологических исследований 1965-67 гг. в юрском гидрогеологическом этаже выделяется два комплекса водоносных пород по гидрохимическим показателям, а также соответствующие им две гидродинамические зоны.

В первом комплексе напор пластовых вод 13, 14, 15 юрских горизонтов характеризуется величиной – порядка 123 м, затем он снижается до 94, **86**, 89 м соответственно в 16, **17**, и 18 горизонтах.

Во втором комплексе наблюдается повышение напоров от 106 м в 23 горизонте до 130 м в 25 горизонте.

На месторождении Узень установлен инфильтрационный режим водонапорной системы, как по меловому гидрогеологическому этажу, так и по юрскому.

Имеющийся фактический материал позволяет сделать вывод о том, что для пластовых вод юрских отложений область питания расположена на севере, но несколько восточнее области питания меловых отложений. Движение пластовых вод в юрской водоносной толще наблюдается с севера-севера-востока на юг и юго-запад.

Не успешность опытной закачки воды в законтурную область 17 горизонта, возможно, объясняется ослабленной законтурной водонапорной областью, отобранные пробы нефти на уровне ВНК имели ухудшенные вязкостно-плотностные характеристики (нефть окисленная, высоковязкая).

Опытные работы 1980-х годов, гидрогеологические исследования могут свидетельствовать о том, что уровень положения ВНК даже в течение длительной разработки пластов, может и не менять свое начальное положение, особенно в зоне развития ухудшенных коллекторов на границах флюидных разделов.

Подтверждением изложенному, могут служить фактические данные разработки газоконденсатной залежи Ю-1 горизонта, близ расположенного месторождения Жетыбай. При полной выработки запасов газо-конденсата из данного горизонта ГВК, со всей очевидностью, не поменял своего

положения, пласты-коллекторы остались не заполненными законтурной пластовой водой. В последствие, эксплуатационные скважины, пробуренные на нижележащие юрские пласты, при вскрытии залежи Ю-1 горизонта имели осложнения, в виде значительных поглощений. С геологической точки зрения, это объяснялось наличием у газоконденсатной залежи Ю-1 горизонта маломощной нефтяной оторочки, которая на контакте с пластовой водой образовала высоковязкую нефтяную «пробку», которая препятствовала продвижению законтурных вод в залежь.

На основе проведенных работ, по материалам бурения более 5500 скважин выполнено более детальное изучение геологического строения продуктивных горизонтов месторождения Узень, проведенное в рамках Пересчета запасов 2005-2006 гг. с использованием 2Д и 3Д-мерного моделирования. Увеличение информации позволило детализировать геологическое строение пластов, пачек, горизонтов, выделить в них технологические подобъекты разработки ТП 1, ТП 2, ТП 3, но в дальнейшем, детального рассмотрения состояния выработки запасов в них не было реализовано.

По выбранному **5 варианту** разработки предусмотрена организация **внутриблочной площадной системы заводнения** (взамен разрезающих рядов нагнетательных скважин), которая формируется до настоящего времени. Таким образом, бурение новых нагнетательных скважин и переназначение старых на всех эксплуатационных объектах приводит к изменению потоков фильтрации (ИПФ).

С начала разработки месторождения в скважины нагнетательного фонда для поддержания пластового давления закачано **1795814 тыс.м<sup>3</sup>** воды. Накопленная компенсация отбора жидкости закачкой составила **148,6%**. По проведенным расчетам суммарные объемы закаченной в пласты воды составляют порядка **~1,8 млрд. м<sup>3</sup>**, что на **29,8 %** больше суммарных нефтенасыщенных объемов **1,383 млрд. м<sup>3</sup>** геологических запасов 13-18 горизонтов. То есть, даже учитывая не эффективную закачку при ППД, нарушение герметичности колонн нагнетательных скважин и др., суммарные объемы закачанной воды в пласты 13-18 горизонтов остаются внушительными.

По состоянию на 01.01.2018 г., в 13-18 продуктивных горизонтах на нагнетательных и добывающих скважинах проведено суммарно **2205 операций** по гидроразрыву пластов (ГРП), что также осложняет общее понимание границ и обводненных зон пластов.

Сложность геологического строения продуктивной толщи 13-18 горизонтов заключается в высокой неоднородности, которая выражается в сложном характере распространения пластов-коллекторов по площади и разрезу месторождения и значительной изменчивости их фильтрационно-емкостных свойств.

Высокая коллекторская неоднородность, связана с вещественным составом продуктивных пластов, которые представлены песчаниками и



алевролитами грауваккового, кварц-полевошпатово-грауваккового состава. Высокое содержание граувакков, обломков неустойчивых пород (глинистых, слюдисто-глинистых и эффузивных) – 50-58% приводит к значительной глинизации коллекторов. В составе продуктивной толщи распространены и арениты – песчаники, отсортированные палеопотоками и отличающиеся в этой связи малым содержанием глинистого вещества. С подобными породами в составе продуктивной толщи связаны наиболее высокочемкие и проницаемые коллекторы.

Отмечается также, литологическая изменчивость, связанная с формированием осадков в различных фациальных обстановках прибрежно-морского генезиса, где наряду с песчаными телами, предполагаемые (палеоруслу, палеобары, дельтовые протоки), выделяются заглинизированные участки (речные поймы, авандельты и др.). До настоящего времени детальный седиментологический анализ юрских продуктивных отложений месторождения Узень не проводился.

Согласно схемы расчленения толщи 13-18 горизонтов (таблица 2.18), выделенные в разрезе **52 пласта-коллектора** объединяются по степени их гидродинамической связанности в **пачки-залежи**, которые в свою очередь включены в единые горизонты.

Выделение пластов-коллекторов в разрезе каждой скважины осуществлялось по материалам промыслово-геофизических исследований. Проведенная детальная пластовая корреляция подтвердила сложный характер распространения пластов-коллекторов по площади и разрезу выражающийся в значительном изменении эффективных толщин вплоть до полного замещения коллекторов непроницаемыми разностями, с одной стороны, и слиянием смежных пластов в единые пачки, с другой стороны.

Таблица 2.18 – Схема расчленения 13-18 горизонтов

Горизонты / изменение общих толщин													
13 / (40 до 56 м)		14 / (60 до 80 м)		15 / (45-50м)		16 <sub>1</sub> / (~20 м)		16 <sub>2</sub> / (~15 м)		17 / (45 до 50 м)		18 / (~40 м)	
пачка	кол-во пластов	пачка	кол-во пластов	пачка	кол-во пластов	пачка	кол-во пластов	пачка	кол-во пластов	пачка	кол-во пластов	пачка	кол-во пластов
А	2	А	4	А	2	16 <sub>1</sub>	1	16 <sub>2</sub>	3	А	1	А	3
Б	2	Б	7	Б	4					Б	5	Б	2
В	3	В	4	В	2							В	2
Г	2												
Д	3												

Общая толщина продуктивной толщи 13-18 горизонтов изменяется в среднем от **265** до **315** метров.

Существуют разработанные методические основы определения, текущего ВНК, положения заводненых пластов для различных геолого-геофизических условий продуктивных пластов. К их числу относятся как **прямые методы**, такие, как *контроль по данным обводнения скважин, гидрохимические* и *промыслово-геофизические*, так и **косвенные**, основанные

на систематизации и комплексном обобщении различной геолого-промысловой информации.

Контроль по данным обводнения скважин предусматривает определение границ внедрения воды в залежь на основании систематического наблюдения за динамикой обводнения добывающих скважин. Этот метод простой и не требует применения специальных приборов.

Фактически, за анализируемый период лишь **7 контрольных** скважин вскрывают водонефтяную зону 13 горизонта, но задачи, возложенные на контрольные скважины, сводятся только к замерам текущих пластовых давлений.

Метод контроля по данным об обводненности скважин позволяет комплексировать с *гидрохимическими методами*, основанными на наблюдениях за изменением химического состава воды, добываемой вместе с нефтью.

Данные о начале обводнения скважины закачиваемой водой обычно отличаются по своему химическому составу от пластовой и дают возможность фиксировать положение передней границы фронта нагнетаемой воды. Однако при этом нельзя судить о том, по какой части мощности закачиваемая вода подошла к добывающей скважине, а какая ее часть осталась нефтенасыщенной.

Использование данных об обводнении скважин для контроля заводнения **многопластовых объектов значительно менее эффективно**, чем для однопластового ими можно пользоваться лишь в том случае, если точно известно, в какой из пластов внедрилась вода. **Если же в скважине воду дают два или большее количество пластов, информация об обводнении скважин для целей контроля практически непригодна.** [3].

Именно такая ситуация сложилась на **многопластовом** месторождении Узень.

Уже в середине 1970 годов отмечалось:

- недостаточно обосновано выделение эксплуатационных объектов. В один объект разработки объединялось значительное количество различных по фильтрационной характеристике продуктивных пластов и пачек, имеющих большую суммарную толщину;

- неравномерное продвижением нагнетаемой воды по разрезу продуктивных горизонтов вызвало преждевременное появление воды в большом количестве скважин и снижение их дебита и др.

Почти 50-летняя закачка морской воды Каспийского моря, имеющую хлор - магниевый (MgCl) несовместимый с пластовой состав солей, минерализацию 10-14 г/л (в 10 раз меньшую), в сравнении с пластовой хлор - кальциевой (CaCl), минерализацией 140-165 г/л привела к значительному опреснению пластовых вод, выпадению солей, образованию СВБ и другим негативным последствиям.

По состоянию на 01.01.2018 г., при отборе проб на УПСВ средняя минерализация сточных вод сократилась почти в три раза в сравнении с пластовой и в среднем достигла 51 г/л, при отборе проб в скважинах минерализация изменяется от 30 до 140 г/л.

В скважине 9440 (13 горизонт) отобраны пробы и определен состав воды, согласно которому суммарная минерализация составила 42,8 г/л. Полученные данные использованы при интерпретации данных ГИС, для определения текущей нефтенасыщенности и определения существования влияния закаченной воды.

На рисунке 2.12 приведены значения первоначальной нефтенасыщенности при минерализации 150 г/л и текущей нефтенасыщенности с минерализацией, полученной при исследовании. Снижение нефтенасыщенности в пластах с хорошими фильтрационными свойствами, очевидно, что подтверждает влияние закачки и наоборот пласты с ухудшенными свойствами в разработке не участвуют.

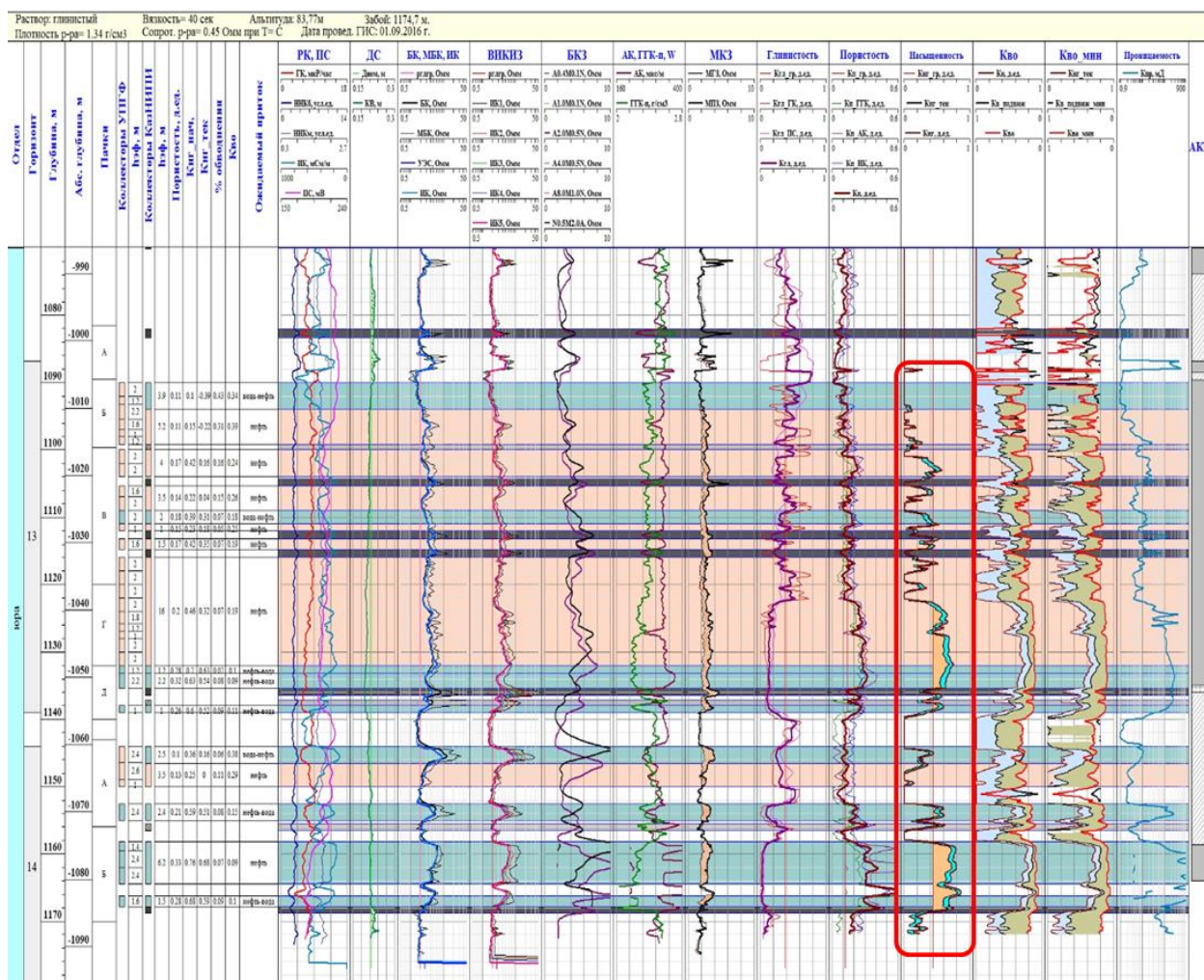


Рисунок 2.12 – Фрагмент скважины 9440.

Некоторые довольно высокие значения минерализации на уровне начальных отвечают не вовлеченным в активную разработку зонам нижних

горизонтов. Определенное влияние на опреснение пластовых вод, также связано с закачкой альб-сеноманской хлоридно-сульфатной воды с минерализацией 3-10 г/л и пресной волжской воды.

**Рекомендации** по определению текущего положения ВНК и границ обводненных зон пластов 13-18 продуктивных горизонтов м. Узень.

Определение водонефтяного контакта в бурящихся скважинах методами электрометрии, а в эксплуатационных и контрольных скважинах радиометрией позволяет наиболее точно устанавливать его положение в процессе разработки нефтяного месторождения. Существенные данные о текущем положении водонефтяного контакта и контуров нефтеносности могут быть получены также в результате систематического определения обводненности скважин и наблюдения за свойствами отбираемой воды.

Фактически, за анализируемый период лишь 7 контрольных скважин вскрывают водонефтяную зону 13 горизонта, но задачи, возложенные на контрольные скважины, сводятся только к замерам текущих пластовых давлений, что не отвечает требованиям исследовательских работ по изучению текущего положения водонефтяных контактов продуктивных горизонтов.

Для определения ВНК методами радиометрии: нейтронно-гамма-метод (НГМ), нейтрон-нейтронный метод (ННМ), импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННМ), по которым радиус исследования изменяется от 0,15 до 0,45 м, с целью создания наиболее благоприятных условий бурятся специальные контрольные скважины. В этих скважинах обсадная колонна спускается от устья до забоя, цементируется обычным способом, но не перфорируется. Контрольные скважины желательно располагать в водонефтяных зонах, на тех участках месторождения, где продуктивный пласт представлен мощным и относительно однородным коллектором. Число контрольных скважин по продуктивным горизонтам (эксплуатационным объектам) на месторождении устанавливается в зависимости от размеров и характера разработки водонефтяной зоны.

Если площадь водонефтяной зоны разрабатывается равномерной сеткой скважин, то контрольные скважины следует бурить в минимальном количестве только на тех участках залежи, где прослеживание за перемещением ВНК не может быть осуществлено другими путями.

Бурение специальных контрольных скважин для наблюдения за перемещением ВНК и других исследований предусматриваются практически во всех Проектных документах России, где число контрольных скважин изменяется от 4-8% до 8-10% от действующего фонда скважин.

Важнейшим преимуществом радиометрических исследований заключается в том, что они могут проводиться в обсаженных колонной скважинах и поэтому позволяют проводить многократные исследования нефтяных пластов, что очень важно для контроля подъема ВНК и характера выработки запасов нефти во времени.

Дополнительно, в настоящее время для получения информации о характере текущего насыщения коллекторов при исследовании через колонну применяются следующие технологии (на месторождениях Западной Сибири): проведение электрокаротажа приборами ЭКОС (ООО НППГТ «Геофизика»), СНFR (Шлюмберже), TCRT (Бейкер Хьюз). Глубинность исследований УЭС (Приборы СНFR-Plus и СНFR-Slim составляет от 2 до 3,5м), что значительно превышает глубинность импульсно-нейтронных методов использующихся для оценки насыщенности. Глубинность исследований УЭС прибором ЭКОС составляет 1,5-2м.

Динамический диапазон измерений прибором СНFR таков, что он применим в коллекторах с низкой пористостью и низкой минерализацией пластовой воды. Замеры приборами импульсного каротажа и измерения УЭС могут комбинироваться для лучшей оценки насыщения, равноценной интерпретации данных в открытом стволе.

## **Выводы к 2 главе**

Эксплуатационный добывающий фонд насчитывает 3410 скважин, из них действующих – 3180, бездействующих – 230. В контрольном фонде находятся 150 скважин. Эксплуатационный нагнетательный фонд включает 1062 скважины, из них 889 действующих и 173 бездействующих. Контрольный фонд составляет 23 скважины.

Из продуктивных 13-18 горизонтов с начала разработки по состоянию на 01.01.2018 г. отобрано 347 млн.т нефти, 1085 млн.т жидкости и 23405 млн.м<sup>3</sup> попутно-добываемого газа. Суммарный отбор нефти составил 78,7% от утвержденных извлекаемых запасов месторождения, текущая нефтеотдача – 35,2%.

В целом по месторождению быстрому росту обводненности продукций скважин способствует применяемая на месторождении система заводнения, которая в результате неоднородности пласта по проницаемости не обеспечивает равномерной разработки залежи. В результате чего в районе влияния нагнетательных скважин происходит опережающий прорыв закачиваемой в пласт воды по высокопроницаемым каналам и пропласткам в добывающие скважины.

## **3 МЕТОДЫ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ В НЕФТЯНЫЕ СКВАЖИНЫ**

### **3.1 Классификация методов ограничения водопритока**

Для проведения водоизоляционных работ в скважине применяется множество химических реагентов, но окончательный выбор зависит от причины обводнения и места, откуда поступает вода, а также от петрофизических особенностей продуктивного пласта.

При выборе того или иного способа каждая технология обработки должна исходить из следующих ожидаемых результатов:

- закачиваемые тампонирующие материалы должны целиком заполнить каналы поступления воды;
- материалы должны создать водоизолирующий барьер, который при последующей эксплуатации скважины обеспечит достаточное сопротивление без разрушения при действующей депрессии;
- при проведении водоизоляционных работ не будут снижены фильтрационные свойства нефтенасыщенной части пласта.

При этом применяемые химические материалы и растворы должны:

- быть химически инертными по отношению к металлу труб и горным породам;
- обладать как можно более низкой стоимостью и недефицитностью;
- обеспечивать не только высокую эффективность водоизоляционных работ, но и безопасность персонала;
- соответствовать существующим экологическим требованиям к подобным операциям;
- иметь регулируемые в широких пределах сроки отверждения - для того, чтобы тампонажный состав сохранял подвижность в течение всего времени, необходимого для его закачивания;
- иметь плотность, достаточную для того, чтобы столб жидкости в скважине не создавал опасных нагрузок на пласт;
- иметь вязкость, оптимальную для проникновения в низкопроницаемые породы;
- быть простыми в применении и пригодными для использования в любое время года.

При проведении водоизоляционных работ обработке могут подвергаться как добывающие, так и нагнетательные скважины. Добывающие скважины, являясь основным объектом проведения водоизоляционных работ, предъявляют повышенные требования к своей обработке. Необходимо не только обеспечить поступление водоизолирующего состава в зоны притока воды, но и исключить его негативное воздействие на нефтенасыщенную часть пласта. Именно эти особенности проведения работ обуславливают разнообразие применяемых реагентов, технологий и технических приемов закачки, а также

необходимость предварительной диагностики источника обводнения скважины и параметров продуктивного пласта.

Проведение водоизоляционных работ в нагнетательных скважинах (при их наличии) необходимо при выявлении опережающего прорыва закачиваемой воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым зонам пласта. В этом случае закачиваемая вода преимущественно фильтруется по таким зонам, практически не вытесняя нефть, что приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции и снижению дебита по нефти. Основной целью водоизоляционных работ в нагнетательных скважинах является тампонирующее наиболее промытых зон. Это приводит не только к ограничению водопритока в добывающие скважины, но и перераспределяет фильтрационные потоки внутри пласта, что способствует вытеснению нефти из ранее не дренируемых прослоев. Таким образом, обработка нагнетательных скважин водоизолирующими реагентами не только решает задачу ограничения водопритока, но и позволяет повышать нефтеотдачу пласта. Иногда такие технологии называют *потокоотклоняющими* или *выравниванием профиля приемистости*.

Применяемые технологии ограничения притока вод в скважины в зависимости от характера влияния закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, разделяются на *селективные* и *неселективные*. Такое разделение определяется физико-химическими свойствами материала, а также применяемыми технологическими приемами.

Селективные методы изоляции (СМИ) - это методы, при которых используют материалы, закачиваемые во всю перфорированную часть пласта. При этом образующийся осадок, гель или отверждающееся вещество увеличивает фильтрационное сопротивление только в водонасыщенной части пласта, а закупорки нефтяной части не происходит. Селективное воздействие химических продуктов основывается на различиях физико-химических свойств пластовых жидкостей (нефти и воды) и физикогеологических особенностях строения продуктивного объекта, определяющих гидродинамическую обстановку коллектора.

Для достижения селективности химических реагентов могут быть использованы любые различия физико-химических свойств водо- и нефтенасыщенных частей пласта. Технологии водоизоляции могут основываться, например:

- на различной растворимости водоизолирующей массы в нефти и в водной среде;
- на протекании химической реакции, в результате которой гель, осадок или твердая масса образуется только в водной среде;
- образовании водоизолирующей массы при взаимодействии с солями пластовой воды;
- на преимущественной фильтрации водоизолирующего материала в более проницаемые интервалы;

- на различном взаимодействии реагентов с поверхностью породы, покрытой нефтью или водой.

Селективный метод (материал) не может обладать абсолютной избирательностью. Селективностью метода является его способность избирательно снижать продуктивность обводненных интервалов в большей степени, чем нефтенасыщенных. Чем выше степень снижения продуктивности притока пластовых вод, тем выше селективность метода. Наряду со снижением продуктивности обводненных интервалов в результате изоляционных работ возможно и желательное повышение проницаемости нефтенасыщенных интервалов пласта.

Неселективные методы изоляции (НСМИ) - это методы, использующие материалы, которые независимо от насыщенности среды нефтью, водой и газом образуют экран, не разрушающийся со временем в пластовых условиях. Поэтому применение подобных методов неизбежно требует проведения повторной перфорации и дальнейшего освоения скважины. Как правило, использование неселективных методов изоляции приводит к ухудшению условий поступления нефти в скважину. Однако в этом случае можно достигнуть избирательности воздействия на водо- и нефтенасыщенные части пласта путем применения специальных технологических приемов: использованием пакерных систем, закачкой буферных экранов, обработкой через специальные технологические отверстия в обсадной колонне. Основные требования при НСМИ - точное выделение обрабатываемого обводненного интервала и исключение снижения проницаемости продуктивной нефтенасыщенной части пласта.

### **3.2 Устранение негерметичности обсадной колонны**

Негерметичность обсадной колонны (негерметичность резьбовых и других соединений, трещины, сквозные дефекты и отверстия) является причиной поступления воды из водонасыщенных пластов в скважину, что приводит к увеличению обводненности добываемой продукции.

Герметичность обсадных колонн восстанавливают путем создания против сквозных нарушений обсадных труб изоляционных барьеров, надежно изолирующих скважину от поступления воды и способных выдерживать возникающие между затрубным и внутренним пространствами перепады давления. В настоящее время для этого применяются разнообразные способы и технологии, которые подразделяются на три группы:

- существенно уменьшающие внутренний диаметр колонны;
- незначительно уменьшающие внутренний диаметр колонны;
- не уменьшающие внутренний диаметр колонны.

Первые две группы связаны с установкой внутри колонны устройств, диаметр которых меньше внутреннего диаметра поврежденной колонны: спуском и креплением дополнительной колонны, установкой металлических



накладок, патрубков и пластырей различных конструкций.

Однако уменьшение внутреннего диаметра эксплуатационной колонны, пусть даже локальное и незначительное, налагает ограничения на технологию дальнейшей эксплуатации скважины, особенно на методы проведения работ по ее капитальному ремонту. Поэтому, по возможности, более предпочтительно применять методы, не уменьшающие внутреннее сечение эксплуатационной колонны. Такие методы основаны на закачке в места негерметичности химических реагентов.

Выбор типа химического реагента для тампонажных работ при негерметичности эксплуатационной колонны зависит от вида негерметичности, размеров дефекта, приемистости и других геолого-технических характеристик, и состояния скважины.

Дефекты в соединительных узлах (резьбовых соединениях, а также стыковочных узлах секций и муфт ступенчатого цементирования)

имеют, как правило, очень малые размеры (от десятых до сотых долей миллиметров) и, соответственно, низкую пропускную способность. Поэтому в качестве тампонирующих материалов рекомендуется использовать хорошо фильтрующиеся полимерные составы, превращающиеся в предельном состоянии в непроницаемый камень (отверждающиеся составы) или гель (гелеобразующие составы). Это могут быть составы на основе синтетических смол, мономеров акриламида, уретановых форполимеров, полимерных систем, например, на основе ПАА с органическим сшивателем, кремнийорганических соединений.

При наличии крупных дефектов и сквозных отверстий, размеры которых позволяют фильтроваться и дисперсным веществам, помимо указанных выше химических реагентов можно использовать и составы на основе минеральных вяжущих веществ (цементы, полимерцементные составы, микрогельцементы).

Если приемистость дефекта по воде составляет менее  $0,6 \text{ м}^3/\text{час-МПа}$ , то при тампонировании используют хорошо фильтрующиеся полимерные тампонажные материалы. При приемистости дефекта обсадной колонны более  $2 \text{ м}^3/\text{час-МПа}$  в состав вводят наполнители, а также применять предварительное тампонирование расширяющимися составами, например водонабухающими полимерами.

### **3.3 Ликвидация заколонных межпластовых перетоков**

При негерметичности цементного кольца возможно поступление воды из выше- или нижележащих водоносных горизонтов в продуктивный пласт. При ликвидации заколонных перетоков изолируют (тампонируют) флюидопроявляющие каналы в заколонном пространстве, восстанавливают герметичность цементного кольца и разобщают продуктивный и другой проявляющий пласты.

Эффективность изоляционных работ во многом зависит от информации о причине и местоположении источника перетока, а технологические схемы и приемы отличаются выбором зоны ввода тампонажного состава в заколонное пространство.

Определяющими геолого-техническими условиями при выборе технологии РИР и тампонажных материалов при ликвидации заколонных перетоков являются:

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

Работы по закачке тампонирующих составов в заколонное пространство через существующий интервал перфорации могут нанести существенный вред нефтенасыщенной части пласта и негативно отразиться на дебите скважины по нефти. Поэтому при проведении обработки через существующий интервал перфорации применяют ряд технологических приемов, позволяющих снизить негативное воздействие на продуктивный пласт. При изоляции верхних вод для защиты продуктивного пласта от загрязнения тампонажным раствором нижнюю часть перфорированного интервала колонн можно перекрывать песчаной пробкой. Свободным достаточно оставить не более 1 м интервала перфорации. Если расстояние между интервалом перфорации и забоем скважины более 20 м, целесообразна установка цементного моста или пакера.

Однако использование перфорационных отверстий в качестве зоны ввода тампонажного состава в каналы перетока по заколонному пространству нежелательно, так как одновременно можно закупорить часть продуктивного пласта. Поэтому более предпочтительно использовать при проведении работ по изоляции заколонного перетока специальные перфорационные отверстия в колонне, выполненные напротив непроницаемых пород и частично напротив водоносного пласта. При этом весь интервал перфорации предварительно перекрывают пробкой или изолируют.

При выборе тампонажных материалов и технологий для проведения работ по ликвидации заколонного перетока, особенно при проведении работ через существующий интервал перфорации, следует учитывать следующие особенности данного вида работ:

- каналы перетока характеризуются малыми поперечными размерами, и это накладывает жесткие требования на проникающую способность тампонажных растворов;

- мощность непроницаемых разделов между продуктивным и водонасыщенным пластами также различна, поэтому тампонажный материал должен обладать высокими изолирующими свойствами, в частности, повышенной адгезией к стенкам канала перетока;

- расстояние от перфорированных отверстий в колонне до плотных разделов может быть достаточно значительным, поэтому необходимо

обеспечить подвижность состава в широком временном диапазоне и предотвратить его преждевременное отверждение;

- с момента приготовления состава до окончания процесса тампонирувания под давлением проходит определенное время, поэтому необходимо предусмотреть мероприятия по обеспечению стабильности и сохранению исходной подвижности тампонирующей системы.

Для ликвидации заколонного перетока можно применять следующие химические реагенты:

- тампонажные материалы на основе цемента, обработанные понизителями водоотдачи, с добавками, повышающими стабильность состава и прочность образующегося камня (окзил, КССБ, полимер ТЭГ с отвердителем ПЭПА, тонкодисперсные окислы кремния и др.);

- полимерцементные составы;
- составы на основе синтетических смол и фенолоспиртов;
- гелеобразующие составы на основе ПАА и гипана;
- мономеры акриламида с отвердителем;
- жидкое стекло с отвердителями;
- кремнийорганические соединения.

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

При наличии глинистых перемычек ниже интервала перфорации толщиной 0,5-1,5 м следует предусмотреть частичное блокирование самого коллектора в обводненной части пласта в радиусе 1-3 м. При использовании цементных растворов это обуславливает закачку перед ними легкофильтрующихся составов, а при использовании только полимерных тампонажных составов объем их закачки увеличивается на 3-5 м<sup>3</sup>. Этим приемом повышается надежность изоляции заколонных перетоков и снижается нагрузка на маломощные глинистые перемычки.

### **3.4 Ограничение поступления подошвенных вод**

Приток подошвенной воды в монолитных пластах может быть связан как с наличием заколонной циркуляции в скважине ниже интервала перфорации, так и с образованием конуса обводнения. В случае поступления воды в интервал перфорации по заколон- ному пространству необходимо провести ликвидацию этого перетока методами и реагентами, описанными в предыдущем разделе.

Образование конуса обводнения характерно для залежей нефти, изначально подстилаемых водой, краевых зон нефтяных месторождений, а также для поздней стадии разработки в случае поступления воды к скважине по подошве пласта. Водный период скважин с подошвенной водой нередко занимает основную долю периода их эксплуатации.

На скорость формирования конуса обводнения оказывают влияние

вязкость нефти, величина депрессии, соотношение нефтенасыщенной и водонасыщенной частей пласта, расположение интервала перфорации относительно ВНК и наличие в разрезе продуктивного пласта непроницаемых прослоев. С наибольшей вероятностью конус образуется в скважинах с пластами, в которых геофизическими исследованиями не выделяются глинистые перемычки толщиной свыше 0,5 м и в которых интервал перфорации удален от водонефтяного контакта менее чем на 4-5 м. Наличие даже небольшого непроницаемого прослоя, разделяющего нефте- и водонасыщенные части пласта, увеличивает основание конуса и резко снижает скорость его формирования.

Обводнение скважин в результате подъема подошвенных вод и образования конуса обводнения является одной из наиболее сложных задач по водоизоляции. В случае образования конуса обводнения изоляция только заколонного пространства не может существенно изменить динамику обводнения скважин, так как необходимо изменить характер движения воды и в призабойной зоне пласта. Вопросам конусообразования, теоретическому обоснования процесса, расчетам динамики обводнения и разработке оптимальных методов борьбы с этим явлением посвящены работы множества авторов.

Для борьбы с преждевременным обводнением от конусообразования предложены различные методики регулирования разработки залежей с подошвенной водой, способы заканчивания скважин и их рациональной эксплуатации, разнообразные технические устройства и технологические приемы, позволяющие предотвратить образование конуса обводнения и продлить безводный срок эксплуатации скважин (например, совместно-раздельная эксплуатация).

Для ликвидации конуса обводнения с помощью химических веществ рекомендуется создание водонепроницаемых экранов вблизи ВНК, под забоем скважины. Это позволяет в определенной мере увеличивать критический дебит по нефти и снижать темпы обводнения извлекаемой продукции. При этом в зависимости от положения ВНК, соотношения толщин водо- и нефтенасыщенных частей пласта, стадии разработки, а также экономических соображений водоизоляционный экран устанавливается либо через спецотверстия в кровле водоносного слоя, либо через существующий интервал перфорации.

Необходимый радиус такого экрана зависит от параметров геологического пласта и особенностей эксплуатации конкретной скважины (пластового давления, величины депрессии, толщины пласта, проницаемости, степени неоднородности пласта, соотношения плотностей и вязкостей нефти и воды и т.п.). На практике рекомендуется создание водоизоляционного экрана до 5-10 м и толщиной 1,5-2 м. Создание экрана большего радиуса не всегда оправдано по экономическим соображениям, а также часто ограничивается фильтрационными возможностями химических реагентов, однако, если увеличение радиуса экрана возможно, то это, несомненно,

замедлит скорость обводнения скважины.

### 3.5 Ограничение поступления краевых и закачиваемых вод

В процессе эксплуатации добывающих скважин в них могут начать поступать контурная и нагнетаемая воды - как из-за подъема ВНК, так и из-за прорыва по наиболее проницаемым интервалам и пропласткам. Характер неоднородности продуктивного пласта, количество эксплуатируемых пластов и пропластков оказывает значительное влияние как на темп и особенности обводнения скважин, так и на методику водоизоляционных работ.

При четком разделении разреза на пропластки, обособленные друг от друга на участке дренирования скважины, и четком выделении обводнившегося интервала, задача ограничения водопритока сводится к отключению отдельного обводненного пласта или пропластка.

Определяющими геолого-техническими условиями при выборе технологии РИР и тампонажных материалов в этом случае являются:

- приемистость объекта изоляции при нагнетании воды;
- планируемая депрессия на продуктивный пласт после РИР;
- обводненность продукции скважины до РИР.

Поскольку после отключения обводненного пласта скважина, как правило, продолжает работать по-другому эксплуатационному объекту, то образующаяся тампонирующая масса должна обеспечивать герметичность скважины и выдерживать создаваемые депрессии.

Закачка тампонажных составов для отключения отдельных пластов, как правило, проводится с применением пакера, поэтому нет необходимости использовать селективные материалы. Для таких работ можно применять составы, образующие плотную тампонирующую массу: на основе синтетических смол и полимерных соединений, жидкого стекла, кремнийорганических соединений и т.п. с докреплением цементными составами.

Если тампонирующее под давлением в скважинах не обеспечивает качественного отключения пластов, необходимо осуществлять спуск и цементирование так называемых «летучек» (потайных колонн) или установку металлических пластырей. Область применения пластырей ограничивается депрессией на пласт после РИР не более 8 МПа.

Значительно более сложной задачей является проведение ремонтно-изоляционных работ в монолитных пластах при поступлении воды по более проницаемым прослоям. В условиях отсутствия слабопроницаемых пропластков, расчленяющих продуктивный горизонт, обработке приходится подвергать весь интервал перфорации. Применение селективных материалов позволяет избежать в этом случае тампонирующей нефтенасыщенной части пласта.

Селективная изоляция предполагает использование технологий и

реагентов, позволяющих исключить необходимость предварительного разобщения в стволе скважины водоносного пласта от нефтеносного и последующей повторной перфорации в интервале нефтяного пласта. Применение таких методов ограничения водопритока позволяет снизить объем ремонтных операций, удешевить комплекс проводимых работ, проводить обработки без глушения скважин и установки подъемного оборудования.

Наиболее подходящими химическими реагентами для проведения селективной водоизоляции являются кремнийорганические соединения, отверждающиеся в результате реакций гидролиза и поликонденсации при взаимодействии с водой любой минерализации. В нефтенасыщенной части пласта в условиях слабой водонасыщенности отверждения не происходит. Вместе с тем, в призабойной зоне и в нефтяной части пласта водонасыщенность может быть достаточно велика. Это требует применения специальных технологических приемов, например, закачки осушающих буферных оторочек.

Применение полимерных соединений, коагулирующих при контакте с солями пластовых вод, например, гипана или сополимеров метакриловой кислоты, ограничено месторождениями с достаточным уровнем минерализации пластовых вод. Применение предварительной или совместной закачки отвердителей, например,  $\text{CaCl}_2$ , делает данный метод неселективным. При малой минерализации пластовых вод возможно применение латексных композиций, обладающих низким порогом коагуляции, однако, если концентрация солей в нефти достаточно велика, это также может сделать метод неселективным.

Для селективной изоляции применяются полимерные составы, основанные на преимущественной фильтрации в более проницаемые интервалы. Эффект достигается регулированием размера молекул полимера.

Схожий механизм воздействия характерен и для применения дисперсных гидрофобных кремнеземов. При закачке они поступают преимущественно в наиболее проницаемые интервалы, где за счет своей гидрофобности препятствуют движению воды.

В целом, необходимо отметить, что непредсказуемая физико-геологическая обстановка в отношении ключевых параметров проведения селективной изоляции зачастую приводит к неудачным обработкам даже при применении лучших технологий. Успешность при изоляции поступления краевой и нагнетаемой водой в скважину по монолитному пласту наиболее низка по сравнению с задачей изоляции воды, поступающей из других источников. Поэтому проблема создания новых селективных технологий и оптимизации существующих по-прежнему сохраняет свою актуальность.

При обводнении скважин нагнетаемой водой желательно проведение комплексных обработок, предусматривающих как селективную изоляцию добывающих скважин, так и тампонирующее промывание промытых интервалов пласта путем обработки нагнетательных скважин.

Искусственное заводнение нефтяных месторождений широко применяют для поддержания пластового давления, особенно на поздних стадиях разработки, поэтому обработка нагнетательных скважин с целью тампонирувания промытых интервалов пласта и перераспределения фильтрационных потоков также получила широкое распространение.

Тампонирувание крупных промытых интервалов пласта приводит не только к снижению поступления закачиваемой воды к добывающим скважинам, но и увеличивает охват пласта заводнением и способствует вытеснению нефти из ранее не дренируемых интервалов. Поэтому потокоотклоняющие технологии являются не только методом ограничения водопритока, но и способом повышения нефтеотдачи пласта.

Спектр реагентов, применяемых для обработки нагнетательных скважин, очень велик. Для этого использовались почти все реально применяемые тампонажные материалы и технологии, за исключением, может быть, составов на основе минеральных вяжущих веществ и синтетических смол в чистом виде.

Для эффективного тампонирувания высокопроницаемых интервалов необходима закачка значительных объемов тампонажных материалов, поэтому к применяемым реагентам предъявляются требования по хорошей фильтруемости, регулированию отверждения (гелеобразования, осадкообразования) в широких временных пределах и, желательно, невысокой стоимости.

Для обработки нагнетательных скважин широко применяются сшитые полимерные системы на основе полимеров различной природы, геле- и осадкообразующие полимеры, полимеродисперсные системы, силикаты щелочных металлов и термотропные гели на основе алюминия, кремнийорганические соединения, резиновая крошка, древесная мука, эмульсионные и пенные системы.

Перспективно применение водонабухающих полимеров, обладающих технологичностью закачки, селективностью воздействия и надежно блокирующих интервалы поступления закачиваемой воды. Эффективным воздействием обладают дисперсные гидрофобные кремнеземы - как в чистом виде, так и в комбинации с другими тампонажными материалами.

### **Выводы к 3 главе**

Ограничение притока воды в нефтяные скважины осуществляется путем проведения водоизоляционных работ (ВИР). Основное их назначение - изоляция путей поступления воды в скважину с целью снижения обводненности добываемой продукции. Основным способом проведения водоизоляционных работ в нефтяных скважинах является закачка химических реагентов, способных фильтроваться в пористую среду и тампонирувать пути поступления воды в скважину.

Выбор конкретной технологии всегда зависит от петрофизических особенностей месторождения и обрабатываемого пласта, степени его неоднородности, расстояния до добывающих скважин, проницаемости и приемистости, свойств нефти и воды, температуры и многого другого.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Геологические показатели и показатели разработки комплексно влияют на обводнение скважин.

Быстрому росту обводненности способствует применяемая на месторождении система заводнения, которая в результате неоднородности пласта по проницаемости не обеспечивает равномерной разработки залежи. В результате чего в районе влияния нагнетательных скважин происходит опережающий прорыв закачиваемой в пласт воды по высокопроницаемым каналам и пропласткам в добывающие скважины.

Заводнение, наряду с повышением интенсивности нефтеотдачи, приводит к резкому повышению обводненности скважин, а также влияет на характер смещения ВНК за период эксплуатации. В целом контур ВНК продвигается достаточно равномерно, однако применяемая система ППД приводит к образованию языков заводнения в областях, характеризующихся наибольшими значениями проницаемости и соответственно к преждевременному обводнению находящихся вблизи добывающих скважин.

Уровень обводнения в целом по 13-18 горизонтам месторождению за последние пять лет увеличился с 87,5% до 89,8%.

На дату анализа средняя обводненность продукции по объектам колеблется в диапазоне от 77,2% (15 пар) до 92,7% (18 хум).

С обводненностью 98% и выше работает 4,3% действующих скважин (137 ед.) при среднесуточном дебите нефти 0,9 т/сут, вклад которых в годовую добычу нефти составил 0,8%.

Из 137 высокообводненных скважин, в 38 скважинах ГИС не проводился и судить о характере поступления воды в эти скважины не представляется возможным. Остальные скважины (99 ед.), в которых проведен ГИС распределены по причинам обводнения: за счет нагнетания обводнились 3 скважины, за счет подъема ВНК - 23 скважины и по техническим причинам (нарушение э/к, заколонный переток и др.) - 73 скважины.

Из 137 анализируемых высокообводненных скважин химический анализ попутно-добываемой воды за 2017 год проведен по 83 скважинам, откуда видно, что по скважинам преобладает морская вода, что свидетельствует о притоке нагнетаемых вод.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. - М.: Ижевск, Институт компьютерных исследований, 2004
2. Абызбаев И.И., Леви Б. П. Повышение эффективности разработки водонефтяных зон нефтяных месторождений платформенного типа. – М.: Изд. ВНИИОЭНГ, 1979.
3. Бейли Б., Крабтри М, Тайри Д. и др. Диагностика и ограничение водопритоков // Нефтегазовое обозрение. – 2001
4. Владимиров И.В., Казакова Т.Г., Вафин Р.В., Тазиев М.М., Чукашев В.Н. О возможном механизме обводнения добывающих скважин, эксплуатирующих залежи вязко и высоковязкой нефти // Нефтепромысловое дело. – 2004.
5. Иванова М.М., Тимофеев В.А., Брагин Ю.И. Особенность эксплуатации залежей нефти при заводнении. Серия “Нефтепромысловое дело” : обзор. информ. / ВНИИОЭНГ. – М., – 1980.
6. Калганов В.И., Сургучев М.Л., Сазонов Б.Ф. Обводнение нефтяных скважин и пластов. – М.: Недра, 1965.
7. Лысенков Е.А. Предупреждение раннего обводнения скважин // Нефтяное хозяйство. – 2004.
8. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985.
9. Саттаров М.М., Сабиров И.Х. Пути увеличения коэффициента нефтеотдачи. – Уфа: Башкирское книжное издательство, 1969.
10. Абдрашитов Д. А., Земцов Ю. В., Хасаншин Р. Н. Проблемы водоизоляционных работ в условиях водоплавающих залежей нефти // Интервал. 2001.
11. Лысенко В.Д. Способ разработки многопластового нефтяного месторождения. // Нефтепромысловое дело. – 2002.
12. Анализ разработки месторождения УЗЕНЬ 13-18 горизонты по состоянию на 01.01.2018 г.
13. Иванова М.М., Чоловский И.П., Гутман И.С., Брагин Ю.И. Методы изучения неоднородности продуктивных пластов, разрабатываемых с применением заводнения. Серия «Нефтепромысловое дело»: обзор. информ. / ВНИИОЭНГ – М., – 1981.
14. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М: ЮКОС, 2001.
15. Денисов С.Б., Евдокимов И.В.С., Рудач В.С. И др. Применение диагностических диаграмм для оценки причин высокой обводненности скважин // Нефтяное хозяйство. – 2012.
16. Закиров С.Н. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М: Недра, 2004.

17. Демахин С.А., Демахин А.Г. Химические методы ограничения водопритока в нефтяные скважины: Справочное пособие. М.: «Издательский дом Недра», 2011. 213 с.

18. Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Оптимизация применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пластов на залежах трудно извлекаемых запасов нефти Западной Сибири: Учеб. пособие для вузов. - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. - 159 с., ил.

## Метаданные

Название

Анализ и разработка геолого-технических мероприятий для высокообводненных скважин

Автор

Жиембай Бегим

Научный руководитель

Биржан Жаппасбаев

Подразделение

ИГНиГД

## Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

Замена букв		1
Интервалы		0
Микропробелы		243
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		7

## Объем найденных подобиий

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



25

Длина фразы для коэффициента подобия 2



37666

Количество слов



181464

Количество символов

## Подобия по списку источников

Просмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника («криптоцитаты»).

### 10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	ЦВЕТ ТЕКСТА
1	Правовые аспекты возмещения морального вреда в Республике Казахстан Токужинова М.Б. 5/10/2020 Eurasian Humanitarian Institute (Eurasian Humanitarian Institute)	11	0.03 %
2	Алиева М. Взаимосвязь эмоционального интеллекта и адаптации студентов к учебному процессу.pdf Мадина Алиева 5/20/2020 E.A.Buketov Karaganda State University (Факультет философии и психологии)	11	0.03 %
3	Алиева М. Взаимосвязь эмоционального интеллекта и адаптации студентов к учебному процессу.pdf Мадина Алиева 5/20/2020 E.A.Buketov Karaganda State University (Факультет философии и психологии)	10	0.03 %

4	Организация и особенности учета КПН (2) Аяулым Маханова 5/10/2020 Turan University (TU) (Б - Учет и аудит)	9	0.02 %
5	Организация и особенности учета КПН (2) Аяулым Маханова 5/10/2020 Turan University (TU) (Б - Учет и аудит)	9	0.02 %
6	Организация и особенности учета КПН (2) Аяулым Маханова 5/10/2020 Turan University (TU) (Б - Учет и аудит)	9	0.02 %
7	Организация и особенности учета КПН (2) Аяулым Маханова 5/10/2020 Turan University (TU) (Б - Учет и аудит)	9	0.02 %
8	Организация и особенности учета КПН (2) Аяулым Маханова 5/10/2020 Turan University (TU) (Б - Учет и аудит)	9	0.02 %
9	Алиева М. Взаимосвязь эмоционального интеллекта и адаптации студентов к учебному процессу.pdf Мадина Алиева 5/20/2020 E.A.Buketov Karaganda State University (Факультет философии и психологии)	8	0.02 %
10	<a href="https://code.qt.io/cgit/qt/qtbase.git/tree/src/corelib/tools/qstring.cpp?h=old/5.2">https://code.qt.io/cgit/qt/qtbase.git/tree/src/corelib/tools/qstring.cpp?h=old/5.2</a>	7	0.02 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

порядковый номер	название	количество идентичных слов (фрагментов)
------------------	----------	---

из домашней базы данных (0.00 %)

порядковый номер	название	количество идентичных слов (фрагментов)
------------------	----------	---

из программы обмена базами данных (0.40 %)

порядковый номер	название	количество идентичных слов (фрагментов)	
1	Организация и особенности учета КПН (2) Аяулым Маханова 5/10/2020 Turan University (TU) (Б - Учет и аудит)	70 (10)	0.19 %
2	Алиева М. Взаимосвязь эмоционального интеллекта и адаптации студентов к учебному процессу.pdf Мадина Алиева 5/20/2020 E.A.Buketov Karaganda State University (Факультет философии и психологии)	48 (6)	0.13 %
3	Ыбрай АМ - Диплом - Денежно-кредитная политика Национального банка Республики Казахстан в современных условиях.pdf АМ Ыбрай 5/21/2020 E.A.Buketov Karaganda State University (Экономический факультет)	11 (2)	0.03 %
4	Разработка информационных обучающих систем м использованием технологии визуализации1.docx Маметова Назым 5/6/2020 Kazakhstan Innovation University (Deanery)	11 (2)	0.03 %
5	Правовые аспекты возмещения морального вреда в Республике Казахстан Токужинова М.Б. 5/10/2020 Eurasian Humanitarian Institute (Eurasian Humanitarian Institute)	11 (1)	0.03 %

### из интернета (0.03 %)

порядковый номер	источник URL	количество идентичных слов (фрагментов)	
1	<a href="https://code.qt.io/cgit/qt/qtbase.git/tree/src/corelib/tools/qstring.cpp?h=old/5.2">https://code.qt.io/cgit/qt/qtbase.git/tree/src/corelib/tools/qstring.cpp?h=old/5.2</a>	12 (2)	0.03 %

### Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)

порядковый номер	содержание	количество идентичных слов (фрагментов)
------------------	------------	---

**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:** Жиембай Бегим

**Название:** Анализ и разработка геолого-технических мероприятий для высокообводненных скважин

**Координатор:** Биржан Жаппасбаев

**Коэффициент подобия 1:**0.4

**Коэффициент подобия 2:**0

**Замена букв:**1

**Интервалы:**0

**Микропробелы:**243

**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:**

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

Дата

*Подпись заведующего кафедрой /  
начальника структурного подразделения*

**Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:**

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

Дата

*Подпись заведующего кафедрой /  
начальника структурного подразделения*



### Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Жиембай Бегим

**Название:** Анализ и разработка геолого-технических мероприятий для высокообводненных скважин

**Координатор:** Биржан Жаппасбаев

**Коэффициент подобия 1:** 0,4

**Коэффициент подобия 2:** 0

**Замена букв:** 1

**Интервалы:** 0

**Микропробелы:** 243

**Белые знаки:** 0


**После анализа Отчета подобия констатирую следующее:**

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее 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, не допускаю работу к защите.

**Обоснование:**

.....

.....  
**Дата**

  
.....  
**Подпись Научного руководителя**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ

КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

**ОТЗЫВ  
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

**на диссертацию магистранта**

Специальность: 7М07202 – Нефтяная инженерия

Магистрант: Жиембай Бегім Сәрсенғазыұлы

Магистерская диссертация на тему: **Анализ и разработка геолого-технических мероприятий для высокообводненных скважин месторождения Узень**

Представленная магистерская работа посвящена анализу и разработки геолого - технических мероприятий для высокообводненных скважин месторождения Узень. Тема диссертации очень актуально в современном мире. От проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), от эффективной работы с существующим фондом нефтяных скважин зависят ключевые экономические показатели предприятия. Эксплуатационные затраты на высокообводненный фонд скважин превышают доходы от реализации добываемой нефти. Поддержание уровней добычи нефти на месторождениях с высоким значением выработки начальных извлекаемых запасов, высокой обводненностью в основном обеспечено ГТМ с фондом скважин.

Основной целью данной работы является повышение выработки запасов нефти обводненных залежей посредством разработки и внедрения методики обоснования технологических параметров работы скважин.

В процессе работы над диссертацией его автором проработана научная статья. Основные результаты проведенных исследований были представлены на научно-практической конференции в г. Актау «Каспийский университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова».

Магистрант показал способность самостоятельно работать над диссертацией. Жиембай Б.С. удостоен звания «магистр» и направлен на защиту диссертации.

**Научный руководитель**

**Доктор PhD**



Жаппасбаев Б.Ж

«23» июня 2021 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН  
Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И.Сатпаева  
**РЕЦЕНЗИЯ**

на диссертацию магистранта

**Жиембай Бегім Сәрсенғазыұлы**

Специальность: 7M07202 – Нефтяная инженерия

Магистерская диссертация на тему: **Анализ и разработка геолого-технических мероприятий для высокообводненных скважин месторождения Узень**

В этой работе дана оценка текущего состояния разработки месторождения Узень. Разобрана проблема обводнения нефтяных скважин с изучением характера внедрения воды по отдельным пластам и участкам. Также были предложены методы (геолого-технические мероприятия) ограничения водопритока в скважинах. Дана классификация этих методов в соответствии с задачами:

- устранение негерметичности обсадной колонны;
- ликвидация заколонных перетоков;
- ограничение поступления пластовых вод;
- ограничение поступления краевых вод.

В заключении сделан вывод, что в целом контур ВНК продвигается достаточно равномерно, однако применяемая система ППД приводит к образованию языков заводнения в областях, характеризующихся наибольшими значениями проницаемости и соответственно к преждевременному обводнению находящихся вблизи добывающих скважин.

Анализ результатов ГИС по 99 скважинам позволил автору выяснить причину обводнения скважин – 73% скважин обводнились по техническим причинам (нарушения эксплуатационной колонны, заколонные перетоки и др.). Эти ценные наблюдения помогут правильно выбрать методы для решения проблемы высокой обводнённости скважин.

**Замечания к магистерской диссертации:**

Существенных недостатков в диссертационной работе не выявлено.

Диссертационная работа оценивается с баллом «95» - А %.

---

**Рецензент**

Научный сотрудник Кафедры Нефтяная Инженерия



Гусенов Искандер Шахсанович

«23» июнь 2021 г.