

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


Тема работы
<b>«Оптимизация базовой системы разработки месторождения с высоким риском конусообразования (на примере неокомских пластов ПК 13-22)»</b>

УДК 622.276.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Ким Вячеслав Владиславович		14.06.22

Руководитель ВКР


Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г. – М.Н.		14.06.22

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:


По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

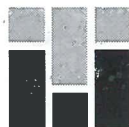
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		14.06.22

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	Канд. техн. наук		14.06.22

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г. – М.Н.		14.06.22



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.04.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

*(Подпись)*

15.03.22  
(Дата)

*Чернышова О.О.*  
(Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ01	Ким Вячеслав Владиславович

Тема работы:

**Оптимизация базовой системы разработки месторождения с высоким риском конусообразования (на примере неокомских пластов ПК 13-22)**

Утверждена приказом директора ИШПР

Приказ №70-34/с от  
11.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.06.22

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

#### Исходные данные к работе

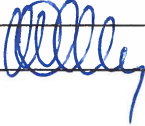
(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Кривые ОФП, результаты интерпретации тестов PVT, результаты интерпретации геофизических исследований скважины, отбивки по пластам. Фондовая и периодическая литература, учебники, монографии.


<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p><b>Введение</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Литературный обзор и описание методов и достижений проводимых исследований по теме работы</li> <li>2. Геологическая характеристика месторождения X</li> <li>3. Анализ факторов влияния и методов оптимизации контроля конусообразования</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>5. Социальная ответственность</li> </ol> <p><b>Заключение</b></p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Графическим материал представляет собой зависимости кривых ОФП от обводненности, распределения фильтрационно-емкостных свойств пласта, показателей добычи с течением времени.</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Сечин А.А., доцент, канд. техн. наук</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Рукавишников В.С., доцент, PhD</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Литературный обзор по теме конусообразования / Optimization of the basic system for the development of a field with a high risk of water coning</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p>16.03.22</p>
--	-----------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г. – М.Н.		16.03.22

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Ким Вячеслав Владиславович		16.03.22

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: Магистратура  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года)

Форма представления работы:

<b>Магистерская диссертация</b> (бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)
---


**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.22
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.03.2022	Литературный обзор и описание методов и достижений проводимых исследований по теме работы	10
01.04.2022	Optimization of the basic system for the development of a field with a high risk of water coning	5
15.04.2022	Геолого-геофизическая характеристика месторождения X	15
20.04.2022	Анализ факторов влияния и методов оптимизации контроля конусообразования	40
01.05.2022	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
25.05.2022	Социальная ответственность	15

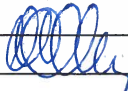
**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г. – М.Н.		16.03.22

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	Д.Г. – М.Н.		16.03.22

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ТМ01	Ким Вячеславу Владиславовичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Представлены необходимые данные для расчета экономической эффективности внедрения АУКП
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы затрат на бурение одной горизонтальной скважины, стоимость оборудования определены с помощью сайтов-изготовителей и предоставления услуг

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Анализ потенциальных потребителей, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Определение затрат
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка технологической и экономической эффективности

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. *Оценка ресурсной и экономической эффективности*


**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

16.03.22

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		16.03.22

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2ТМ01	Ким Вячеслав Владиславович		16.03.22

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2ТМ01		ФИО Ким Вячеславу Владиславовичу	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/ специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:


Оптимизация базовой системы разработки месторождения с высоким риском конусообразования (на примере неокомских пластов ПК 13-22)

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:


<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p>Объект исследования: Стол, оборудованный персональным компьютером          Область применения: нефтегазовая промышленность, моделирование нефтегазовых процессов          Рабочая зона: офисное помещение          Размеры помещения 10*10 м<sup>2</sup>          Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 1 компьютер, 1 стол и 1 стул          Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: моделирование физических процессов, построение цифровых моделей за рабочим столом</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение          СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания          ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"          ГОСТ 12.2.032-78 Рабочее место при выполнении работ сидя</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Электрический ток</li> <li>2) Неподвижные режущие, колющие, обдирающие объекты</li> </ol> <p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Повышенный уровень шума</li> <li>3) Недостаточная естественная и искусственная освещенность рабочей зоны</li> <li>4) Повышенный уровень электромагнитных излучений</li> </ol>

	<p>5) Умственное перенапряжение          б) Отклонение показателей микроклимата  <b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> соблюдение режима труда и отдыха, использование сертифицированного и исправного оборудования, соблюдение правил использования оборудования, поддержание комфортных условий труда в помещении  <b>Расчет:</b> расчет воздухообмена в общественных помещениях</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</b></p>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> отсутствует  <b>Воздействие на литосферу:</b> присутствует при неправильной утилизации отработанного оборудования и его комплектующих (батарейки, люминесцентные лампы)  <b>Воздействие на гидросферу:</b> присутствует при неправильной утилизации отработанного оборудования и его комплектующих (батарейки, люминесцентные лампы)  <b>Воздействие на атмосферу:</b> присутствует при неправильной утилизации отработанного оборудования и его комплектующих (батарейки, люминесцентные лампы)</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b> техногенные факторы (короткие замыкания электропроводки, использование неисправного электрооборудования)          Социальные факторы (курение вне специально определенного места, внесение в здание легко воспламеняющихся жидкостей и нарушение правил обращения с ними, использование пиротехнических приспособлений, умышленные поджоги)  <b>Наиболее типичная ЧС:</b> пожар в помещениях здания.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 10.04.2022</p>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.т.н		10.04.22

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Ким Вячеслав Владиславович		10.04.22

**Результаты освоения основной образовательной программы  
Petroleum Engineering /Нефтегазовый инжиниринг**

<b>Категория компетенций</b>	<b>Код и наименование компетенции</b>	<b>Индикаторы достижения компетенции</b>
Системное и критическое мышление	<b>УК-1.</b> Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, вырабатывать стратегию действий	<b>И.УК(У)-1.1.</b> Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		<b>И.УК(У)-1.2.</b> Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		<b>И.УК(У)-1.3.</b> Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		<b>И.УК(У)-1.4.</b> Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	<b>УК(У)-2.</b> Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	<b>И.УК(У)-2.1.</b> Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		<b>И.УК(У)-2.2.</b> Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		<b>И.УК(У)-2.3.</b> Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	<b>УК(У)-3.</b> Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	<b>И.УК(У)-3.1.</b> Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		<b>И.УК(У)-3.2.</b> Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды



Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<b>И.УК(У)-3.3.</b> Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
		<b>И.УК(У)-4.1.</b> Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		<b>И.УК(У)-4.2.</b> Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		<b>И.УК(У)-4.3.</b> Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
<b>И.УК(У)-4.4.</b> Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках		
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	<b>И.УК(У)-5.1.</b> Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
		<b>И.УК(У)-5.2.</b> Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учётом особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		<b>И.УК(У)-5.3.</b> Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<b>И.УК(У)-6.1.</b> Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>списков и расстановка приоритетов</p> <p><b>И.УК(У)-6.2.</b> Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p><b>И.УК(У)-6.3.</b> Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>

## РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 124 с., 67 рис., 14 табл., 60 источников, 2 прил.

**Ключевые слова:** обводненность, конусообразование, гидродинамическое моделирование, система разработки.

**Объектом исследования** являются неокомские пласты покурской свиты месторождения Х.

**Цель работы** – анализ и подбор оптимальных технологий по увеличению проектных показателей за счет снижения ранних прорывов конусов воды для объекта исследования.

**Для достижения цели было необходимо решить следующие задачи:**

- 1) провести литературный обзор технологий по борьбе с процессом конусообразования;
- 2) выделить и охарактеризовать причины и степень влияния свойств пласта и флюида на процесс конусообразования;
- 3) оценить возможность применения аналитических оценок критических дебитов и времени прорыва конуса на примере синтетических гидродинамических моделей.

**Актуальность темы исследования.** На текущий момент из-за уменьшения количества легких запасов углеводородов все больше и активнее происходит внедрение трудноизвлекаемых запасов в разработку. Одним из таких примеров являются водоплавающие залежи неокома, для которых характерна ранняя обводненность скважинной продукции. Главной и основной проблемой является попытка достичь контроля обводненности за счет изучения основных ее источников и природы ее возникновения. В будущем планируется внедрение большего числа технологий бурения боковых горизонтальных стволов, закачки полимерной оторочки, а также устройств контроля притока на

месторождения X для пластов ПК<sub>13-22</sub> с целью повышения количества проектных накопленных показателей, а также экономических.

**Область применения:** месторождения, с водоплавающими залежами.

**Экономическая эффективность/значимость работы** заключается в повышении уровня накопленной добычи нефти, за счет повышения уровня безводного периода.

**Благодарности.** Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: О.С. Черновой, И.В. Матвееву за предоставленную помощь при написании данной магистерской работы.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. ОБЗОР НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО КОНТРОЛЮ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ.....	16
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ X.....	29
2.1. Общие сведения о месторождении.....	29
2.2. Стратиграфическое описание месторождения.....	30
2.3. Тектоника.....	31
2.4. Седиментационная характеристика месторождения.....	32
2.5. Нефтегазоносность.....	34
3. ФАКТОРЫ ВЛИЯНИЯ НА КОНУСООБРАЗОВАНИЕ.....	37
3.1. Природа конусообразования и общая информация.....	37
3.2. Оценка критического дебита.....	38
3.3. Оценка критического дебита Маскета.....	38
3.4. Оценка критического дебита Майера и Гардера.....	40
3.5. Возможные причины конусообразования.....	43
3.6. Параметры, влияющие на конусообразование.....	43
3.7. Оценка времени прорыва воды в скважину.....	46
4. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ и ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ.....	48
4.1. Добыча ниже критического дебита.....	48
4.2. Оптимизация длины перфорации.....	48
4.3. Степень проникновения скважины в пласт.....	50
4.4. Гелиевая и полимерная обработка скважин.....	50

4.5. Горизонтальные скважины и боковые горизонтальные стволы .....	54
4.6. Технология забойной нефтегазовой сепарации DOWS .....	56
4.7. Технология забойного водоотвода (DWS).....	58
5. РАСЧЕТЫ КРИТИЧЕСКИХ ДЕБИТОВ И ВРЕМЕНИ ПРОРЫВА ВОДЫ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ПК <sub>18</sub> .....	62
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	82
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	102
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	103
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	112

## ВВЕДЕНИЕ

Современные тенденции развития методов оптимизаций систем разработки направлены в большей степени к потенциальному снижению ранней обводненности скважинной продукции.

**Объектом исследования** являются неокомские пласты покурской свиты месторождения X.

**Цель работы** – анализ и подбор оптимальных технологий по увеличению проектных показателей за счет снижения ранних прорывов конусов воды для объекта исследования.

**Для достижения цели было необходимо решить следующие задачи:**

4) провести литературный обзор технологий по борьбе с процессом конусообразования;

5) выделить и охарактеризовать причины и степень влияния свойств пласта и флюида на процесс конусообразования;

6) оценить возможность применения аналитических оценок критических дебитов и времени прорыва конуса на примере синтетических гидродинамических моделей.

**Актуальность темы исследования.** На текущий момент из-за уменьшения количества легких запасов углеводородов все больше и активнее происходит внедрение трудноизвлекаемых запасов в разработку. Одним из таких примеров являются водоплавающие залежи неокома, для которых характерна ранняя обводненность скважинной продукции. Главной и основной проблемой является попытка достичь контроля обводненности за счет изучения основных ее источников и природы ее возникновения. В будущем планируется внедрение большего числа технологий бурения боковых горизонтальных стволов, закачки полимерной оторочки, а также устройств контроля притока на месторождения X для пластов ПК<sub>13-22</sub> с целью повышения количества проектных накопленных показателей, а также экономических.

## 1. ОБЗОР НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО КОНТРОЛЮ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ

На сегодняшний день в России становится все меньше легко извлекаемых запасов и все больше внимания уделяют запасам, требующих особого технологического подхода. Именно поэтому многие нефтяные компании в России все больше включают в разработку трудно извлекаемые запасы, к которым также и относятся нефтяные оторочки. Это маломощные нефтяные части залежи по сравнению с размерами большей газовой шапки и подстилающей воды, которые являются причиной ранних прорывов как газа, так и воды соответственно. На текущий день разработка и внедрение новых технологий является большим шагом в сторону использования ранее казавшихся нерентабельных активов. Для планирования и выбора оптимальной технологии необходимо изучить и проанализировать уже имеющийся российский и зарубежный опыт применения различных технологий с целью увеличения экономической рентабельности и снижения раннего обводнения скважин на месторождениях с высоким риском конусообразования.

В своей работе Д.В. Слепцов (Sleptsov, 2019) с целью снижения влияния конусов спроектировали многозабойную скважину специально для разработки продуктивных интервалов бобриковского горизонта в Волго-Уральском регионе России. Каждый из трех стволов скважин был оборудован УКП для изоляции каждого отдельного ствола в случае прорывов. Основные преимущества использования данной технологии – уменьшение количества необходимых скважин, уменьшения капитальных затрат на бурение и строительства наземной архитектуры, повышение коэффициента охвата, возможность селективной изоляции обводненного горизонтального ствола и возможность выравнивать профиль притока жидкости по стволу скважины. Схема конструкции скважины представлена ниже (Рисунок 1.1). Предлагаемая многозабойная скважина для разработки



месторождений высоковязкой нефти с подстилающей водой может быть рекомендована для пластов с аналогичными проблемами разработки (конусообразование вязкой нефти и воды из подстилающей зоны).

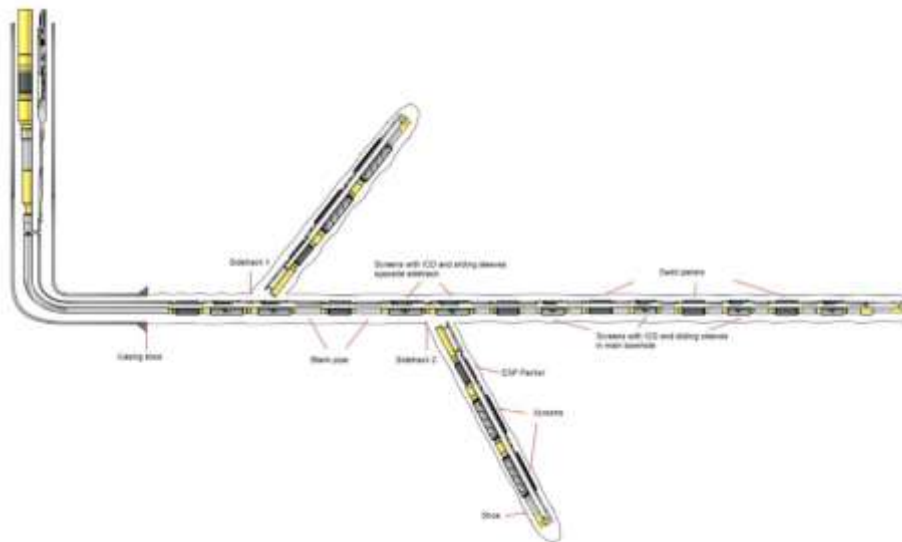


Рисунок 1.1 – Конструкция многозабойной скважины (Sleptsov, 2019)

Для оценки эффективности данной скважины были смоделированы ее накопленные показатели в сравнении со скважиной, оборудованной фильтрами.

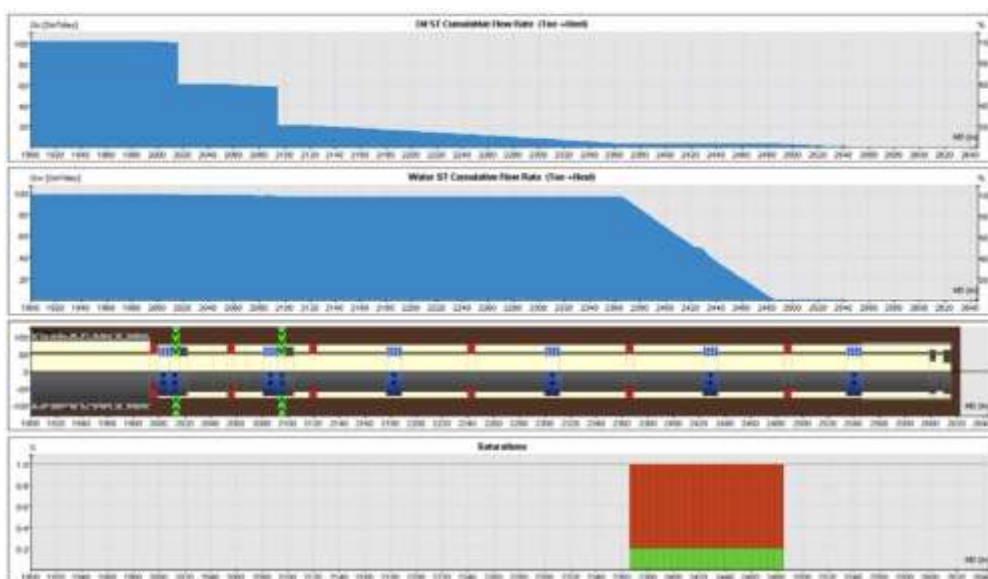


Рисунок 1.2 – Моделирование прорыва конуса (Sleptsov, 2019)



Рисунок 1.3 – Моделирование прорыва конуса со скважиной, оборудованной фильтром (Sleptsov, 2019)

Предварительная оценка использования данных технологий даст на 110% больше накопленной добычи нефти и даст экономически оправданный дебит (Sleptsov, 2019).

Другой пример был рассмотрен М. Риязи (Riazi, 2017) на примере гидродинамических моделей, где было проведено исследование технологий закачки гелиевого барьера, нефтяного барьера и технологии Downhole Water Sink (DWS). Результаты были приведены для стандартного и сложного резервуара и показали наибольшую эффективность в использовании гелиевого барьера в случае резервуара со сложной геологией, В случае стандартного резервуара наилучшим оказалась технология DWS. Также в сложных коллекторах DWS и нефтяной барьер ограничены забойным давлением, необходимым для обеспечения высоких дебитов воды и скорости закачки соответственно. При выборе правильного полимера и сценариев закачки можно использовать метод закачки геля с достаточно высокой диффузионной способностью, чтобы быть эффективным в плотных коллекторах.

Графики зависимости накопленной добычи воды от времени представлены ниже (Рисунки 1.4 и 1.5) (Riazi, 2017).

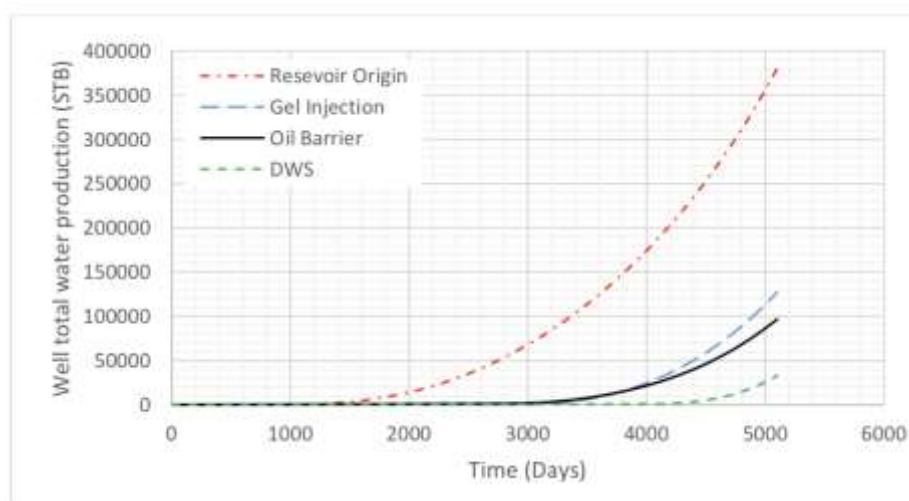


Рисунок 1.4 – Накопленная добыча воды от времени для стандартного резервуара (Riazi, 2017)

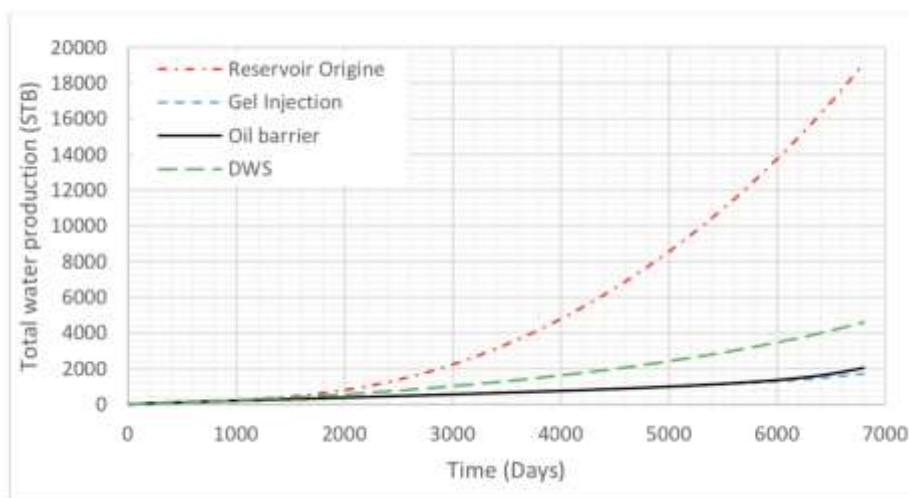


Рисунок 1.5 – Накопленная добыча воды от времени для сложного резервуара (Riazi, 2017)

Специалисты Л. Джин и А.К. Войтанович (Jin и Wojtanowicz) из Луизианского государственного университета рассмотрели и доказали преимущество использования технологии Downhole Water Loop (DWL) по сравнению с методом DWS.

При оценке экономической рентабельности бурение вертикальных скважин нецелесообразно в маломощные нефтенасыщенные зоны из-за быстрого прорыва воды. Особенностью технологии DWL является наличие тройного заканчивания и повторная рециркуляция воды в водоносный горизонт. Ее предлагается использовать на месторождениях с высокой стоимостью воды, неблагоприятным коэффициентом подвижности и высокой приемистостью подстилающих водоносных горизонтов. Скважина DWL является примером эффективной технологии контроля окружающей среды, так как отвечает целям, характеристикам и методологии технологии экологического контроля. Метод DWL может улучшить добычу нефти, защищая окружающую среду за счет снижения обводненности добываемой нефти, удерживая воду на месте и поддерживая пластовое давление. Падение приемистости можно задержать, но нельзя устранить даже закачкой чистой очищенной воды. Преимущество производительности DWL (производительность вверх по течению) заключается в том, что он экономит затраты на подъем воды – по сравнению с DWS, и снижает обводненность - по сравнению с обычной скважиной. Компоновка данной технологии представлена ниже (Рисунок 1.6).

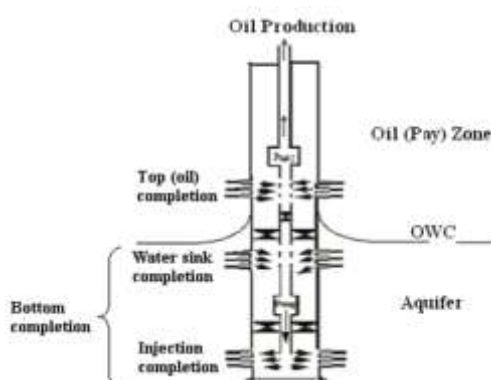


Рисунок 1.6 – Схема заканчивания по технологии DWL (Jin, 2011)

Как можно заметить использование технологии DWL с точки зрения экономики на ранних этапах проигрывает DWS, но в долгосрочной перспективе экономически целесообразнее и эффективнее. График

зависимости чистой приведенной стоимости от времени представлен ниже (Рисунок 1.7) (Jin, 2011).

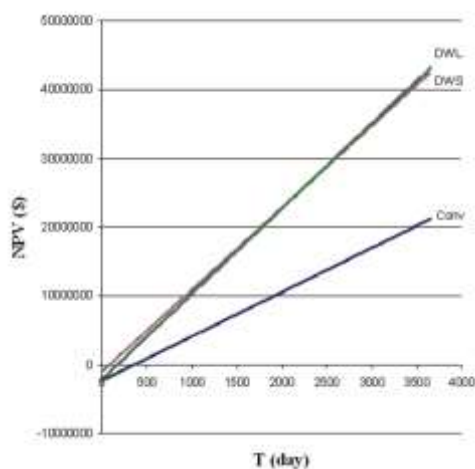


Рисунок 1.7 – Зависимость NPV от времени (Jin, 2011)

Специалисты компании Halliburton Аль-Азми и др. (Al-Azmi et al, 2022) доказали, что внедрение системы создания барьера между водоносным горизонтом и нефтяным оказывает значительный эффект на накопленную добычу. Системы представляют собой полимерные герметики (CPS), являющиеся органически сшитым полимером, который активируется под воздействием температуры и герметизирует целевой интервал. Также используют CPS в виде P-CPS частиц, сочетающий систему CPS с нецементирующими частицами, обеспечивающих контроль возможных утечек, для уверенности в не глубоком проникновении герметика в резервуар. В результате использования технологии CPS и P-CPS на примере месторождения в Кувейте обводненность уменьшилась на 100 %, в то время как, добыча нефти увеличилась на 752 % до 2363 баррелей в сутки. Производственные данные в результате внедрения данной технологии показали высокие показатели в 8 скважинах из 10 на месторождении Умм-Гудаир (Рисунок 1.8), где в скважинах UG-E, UG-F и UG-I наблюдался прирост нефти более 1900 баррелей в сутки. На скважинах UG-D и UG-G предполагалось неверное определение интервала перфорации под уровнем

ВНК и как следствие отсутствием положительного эффекта от внедрения (Al-Azmi et al, 2022).

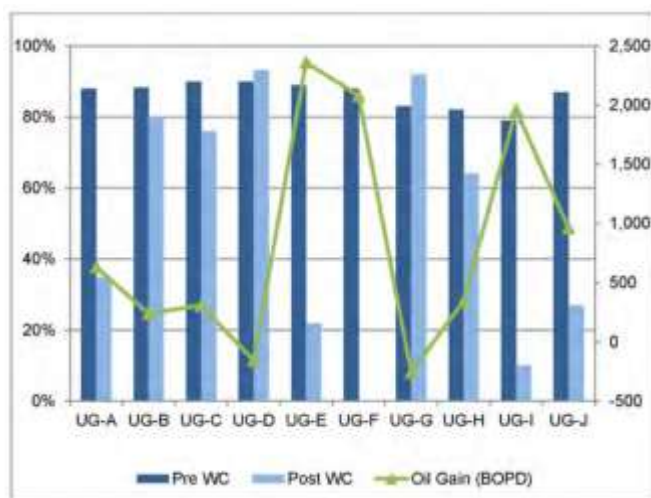


Рисунок 1.8 – Обводненность и прирост дебита нефти до и после технологии внедрения CPS (Al-Azmi et al, 2022)

Реализованный проект по водоподготовке оказался успешным методом очистки воды от конусообразования и повышения уровня ВОС на месторождении Умм-Гудаир. Способность CPS глубоко проникать в пласт и P-CPS герметизировать интервалы перфорации привела к заметному падению обводненности большинства скважин и значительному увеличению нефтеотдачи. Установка водостойких продуктов CPS и P-CPS при использовании буровой установки может привести к более экономичному решению, в отличие от других традиционных методов, которые могут потребовать некоторых проб и ошибок, что приведет к более высоким затратам и более длительному времени завершения.

Специалистом Юприансях из Индии на примере расчетов в гидродинамическом симуляторе была представлена технология DWS (Jurriansyah, 2019). Моделирование включает в себя многопластовый объект (Рисунок 1.9), на котором забойный сток воды (DWS) представляет собой эффективный метод борьбы с явлением образования конуса воды в нефтяной скважине с приводным механизмом забойной воды. DWS представляет собой

новаторскую конструкцию двойного заканчивания с пакером для разделения нефтяной и водной зон. Короткая насосно-компрессорная труба (НКТ) предназначена для добычи нефти, а более длинная предназначена для зоны добычи воды. В результате надлежащей реализации DWS на НКТ для добычи воды будет добываться безводная нефть, а на НКТ для добычи нефти будет добываться пластовая вода.

Основной принцип DWS заключается в создании стабильной депрессии давления в нефтеводяной зоне для формирования устойчивого водонефтяного контакта. Результаты исследования отображены ниже (Рисунок 1.10). В течении пяти лет дебит нефти постоянен и равен 120 баррелям в сутки, что предполагает отсутствие вмешательства по обводнению добычи нефти. Дебит также постоянен и принимает значение в 285 баррелей в сутки. Накопленная добыча нефти составила 322116 баррелей, а коэффициент извлечения нефти (КИН) составил 13 % (Jupriansyah, 2019).

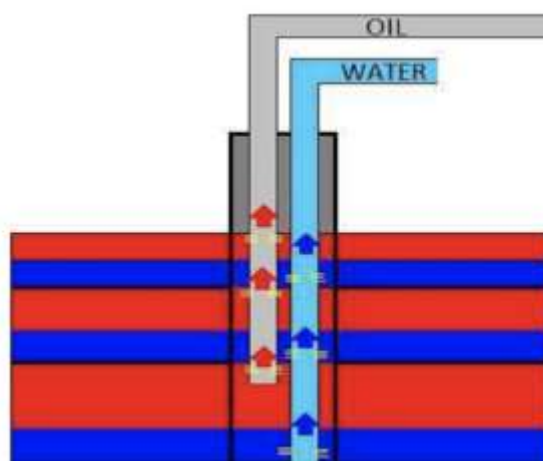


Рисунок 1.9 – Моделирование технологии DWS на многопластовом объекте (Jupriansyah, 2019)

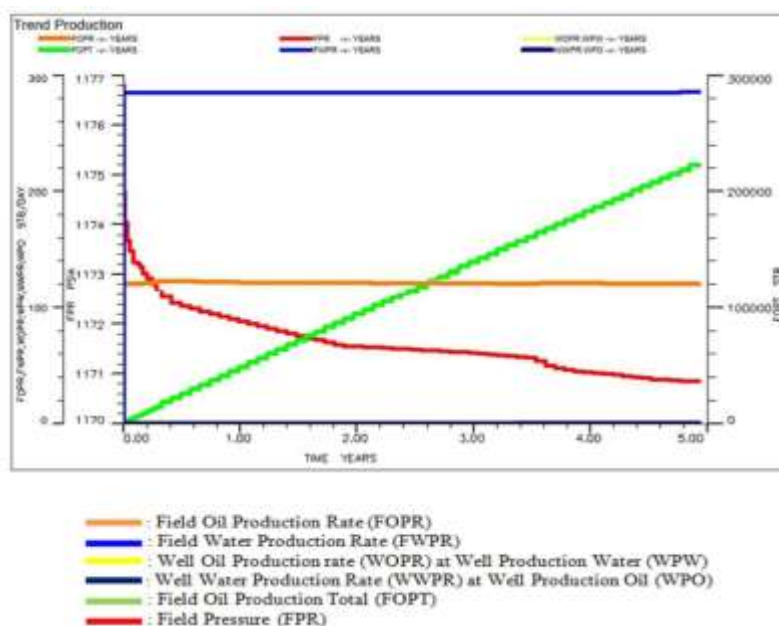


Рисунок 1.10 – Профиль добычи скважины с системой DWS (Jupriansyah, 2019)

Специалистами Е. Энтони и др. из Baker Hughes была предложена идея использования обратного электроцентробежного насоса (ЭЦН), как метода борьбы с конусообразованием (Anthony et al, 2017). Изначально использовался обычный ЭЦН с Y-образным инструментом, но впоследствии был использован обратный ЭЦН, который нивелировал ограничения стандартного варианта. Основная суть процесса заключается в создании депрессии чуть ниже ВНК, незначительно превышающей депрессию в интервале нефтяного участка. В результате, использования данной системы можно было достичь значительно больших дебитов по нефти выше критического значения конусообразования. Ниже представлен пример отклика потока нефти в интервал перфорации до и после включения ЭЦН (Рисунок 1.11). Во время запуска ЭЦН наблюдается снижение обводненности с 38 до 14%, что свидетельствует о немедленной остановке развития конусообразования (Anthony et al, 2017).



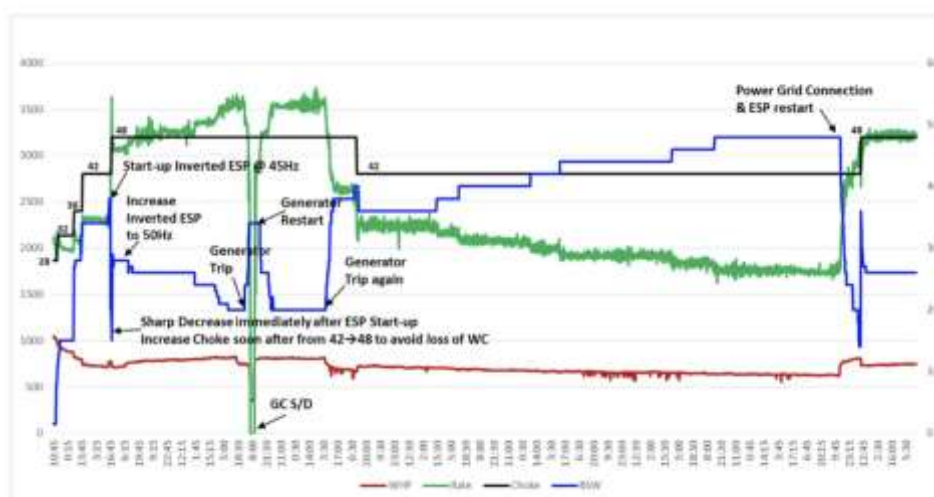


Рисунок 1.11 – Профили добычи и обводненности до и после запуска обратного ЭЦН (Anthony et al, 2017)

Специалисты Аль-Мудафар и другие из Луизианского государственного университета предложили и смоделировали гибридную систему технологии DWS и закачки углекислого газа. Общая схема представлена ниже (Рисунок 1.12) (Al-Mudhafar et al, 2017).

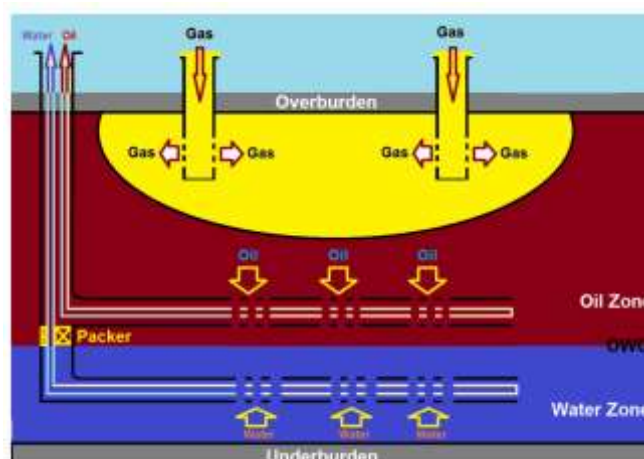


Рисунок 1.12 – Схема гибридной технологии DWS и закачки CO<sub>2</sub> (Al-Mudhafar et al, 2017)

Результат моделирования на 10 лет на примере месторождения Южная Румайла в Ираке, показал очень малую обводненность, улучшенную приемистость по газу и высокую нефтеотдачу. В результате было добыто

4,624 млрд баррелей нефти с почти нулевой обводненностью, что на 55,1 млн баррелей оказалось больше накопленной добычи нефти по сравнению с использованием только процесса закачки CO<sub>2</sub> без DWS (Al-Mudhafar, 2017).

Исследования по полимерному способу изоляции водоносного горизонта от нефтеносного провел также специалист Д. Кайли и др. на примере горизонтальной скважин морского месторождения Вейчжоу (Caili et al, 2011). В качестве гелеобразователей использовались гидролизованный полиакриламид и формальдегидная смола, которая была закачена в зону границы нефть-вода. В результате обработка привела к приросту нефти на 16,3~27,4 т/сут и снижению средней обводненности на 6%~9% через год после обработки. Схема процесса закачки представлена ниже (Рисунок 1.13) (Caili, 2011).

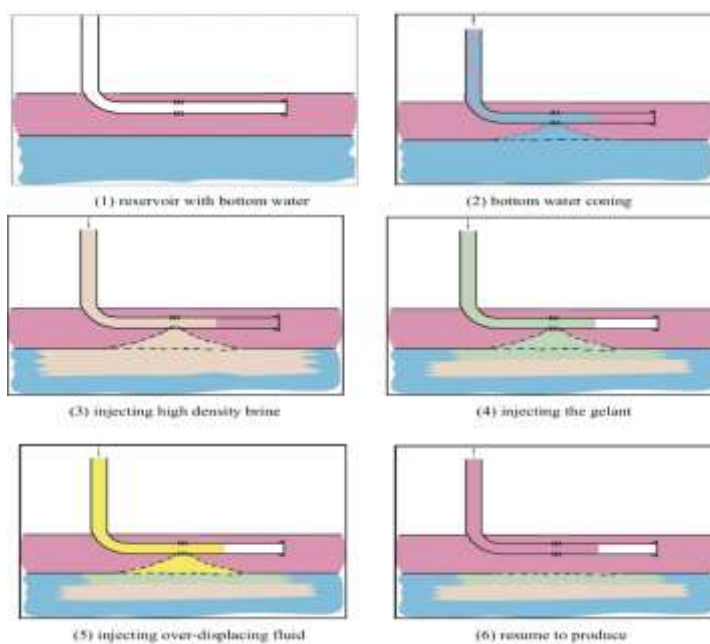


Рисунок 1.13 – Схема процесса создания полимерного барьера (Caili et al, 2011)

Эффективность от применения технологии устройств контроля притока (УКП) наглядно продемонстрировали специалисты Пекинского нефтяного университета Чао и другие в результате моделирования 4-х случаев (Сао at all, 2016). Первый рассматриваемый случай включал

компоновку без УКП. Второй компоновку оборудованной стингером, а третий и четвертый с УКП по традиционной и предложенной технологии соответственно. Распределение насыщенностей для горизонтальной скважины вблизи ВНК представлено ниже (Рисунок 1.14).

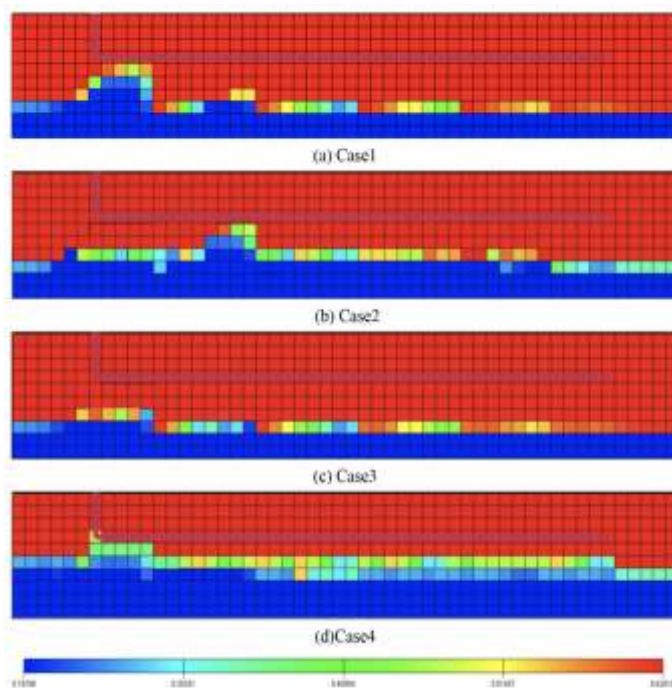


Рисунок 1.14 – Распределение насыщенностей (Сао, 2016)

Четвертый случай в отличие от третьего направлен на получение максимальной накопленной добычи нефти до прорыва воды и остается в эксплуатации даже при 80% обводненности.

В результате исследования оказалось, что с точки зрения удержания низкой обводненности выигрывает третий вариант, однако, с другой стороны, проигрывает в накопленной добыче нефти и экономическому показателю четвертому случаю (Рисунок 1.15 и 1.16) (Сао, 2016).

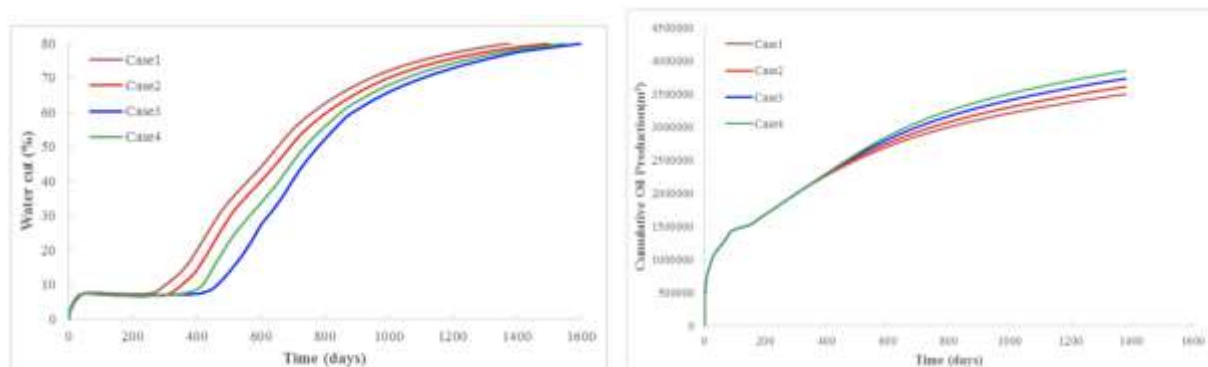


Рисунок 1.15 – Обводненность и накопленная добыча нефти для четырёх случаев (Сао, 2016)

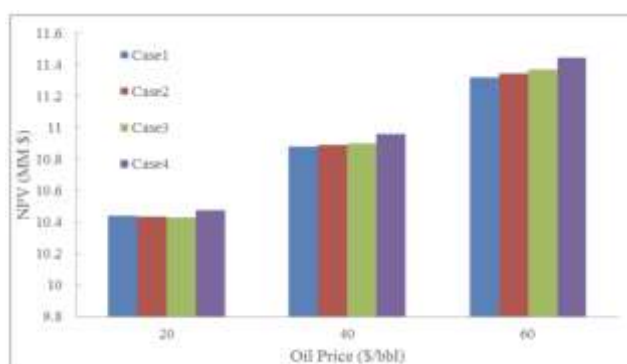


Рисунок 1.16 – Экономический показатель эффективности в зависимости от стоимости нефти и 4-х случаев (Сао, 2016)

Прорыв воды действительно происходит в пятке горизонтальной скважины без каких-либо стратегий контроля воды. Кроме того, доказано, что использование стингера способно задержать прорыв воды примерно на пятьдесят дней. Кроме того, технология Inflow Control Device (ICD) демонстрирует более высокую эффективность контроля воды, а также увеличивает добычу нефти. Что еще более важно, при сравнении совокупной добычи нефти и чистой приведенной стоимости новая философия конструкции ICD, имеет преимущество перед традиционной, особенно при низкой цене на нефть.

## **4. АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ И ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ КОНУСООБРАЗОВАНИЯ**

Общая таблица с анализом доступных технологий представлена в Приложении А.

На текущий момент существует 10 основных способов борьбы с конусообразованием, заключающейся в поддержании уровня безводного периода, равномерного распределения перепадов давлений. Заблаговременное проектирование эффективной технологии позволит повысить накопленные и экономические проектные показатели. Для выбора технологии или их комплексе необходимо обращать внимание прежде всего на Net Project Value (NPV), а также потенциальные риски.

### **4.1. Добыча ниже критического дебита**

Как было рассмотрено ранее поддержание критического дебита позволяет максимизировать время безводной добычи. Однако ее применение не всегда экономически целесообразно поскольку величины их дебитов очень низки. Стоит также отметить, что данный подход не останавливает, а лишь отсрочивает время прорыва воды в скважину. Ограничение по дебиту может составлять менее 1 м<sup>3</sup>/сут и ухудшить экономические показатели разработки.

### **4.2. Оптимизация длины перфорации**

Как было выяснено ранее, при увеличении интервала перфорации происходит снижение критического дебита и времени до прорыва воды в скважину. Поэтому одним из способов борьбы с конусообразованием служит выбор оптимальной длины перфорации.

В своей статье А.В. Поушев и др. исследовали влияние положения и мощности интервала перфорации на накопленные показатели добычи нефти.

В ходе которого располагали интервал вскрытие вблизи кровли пласта по возможности дальше от ВНК (Поушев и др., 2011). В результате моделирования было выявлено, что наибольший накопленный показатель наблюдается при 20% вскрытии пласта у кровли, а при увеличении данного показателя происходит постепенное снижение добычи. Параметры моделируемого пласта месторождения Томской области и динамика накопленной добычи нефти в зависимости от мощности интервала перфорации указана ниже (Рисунок 4.1). (Поушев и др., 2011)

Параметры	Значение
Количество ячеек, шт.	82500
По X	75
По Y	50
По Z	22
Проницаемость по горизонтали	
В нефтенасыщенной зоне, мД	100
В водонасыщенной зоне, мД	100
Коэффициент анизотропии	0,1
Свойства пластовой воды	
Вязкость, сП	0,4
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1018
Свойства пластовой нефти	
Вязкость, сП	0,85
Плотность в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	841
Пластовое давление, атм	213
Пористость пласта, %	22,5

Рисунок 4.1 – Параметры модели пласта (Поушев, 2011)

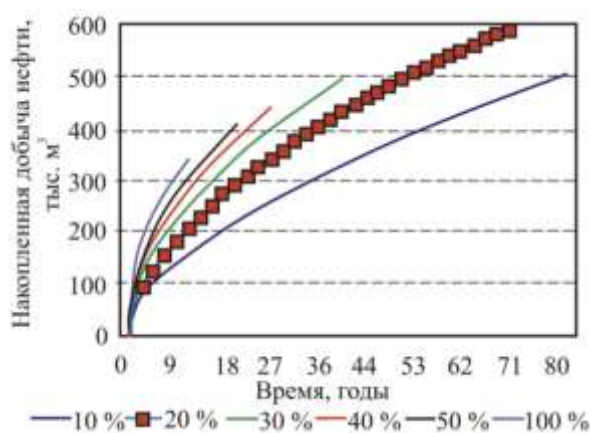


Рисунок 4.2 – Динамика накопленной добычи нефти при увеличении мощности интервала перфорации (%) от кровли пласта к подошве (Поушев, 2011)

### **4.3. Степень проникновения скважины в пласт**

Этот метод включает увеличение интервала перфорации для пересечения всей продуктивной (нефтяной) зоны и до нижней водной зоны для поддержания радиального потока флюидов (т.е. нефти и воды) в ствол скважины. Подход заключается в том, чтобы избежать образования конуса и сопутствующего обхода нефти. Следовательно, добыча воды начинается сразу же, как начинается добыча нефти. В связи с этим создаются водоочистные сооружения для размещения избыточной попутной воды на поверхности. Однако со временем, по мере добычи, тенденция к развитию водяного конуса неизбежна (Ehlig-Economides, 1996).

### **4.4. Гелиевая и полимерная обработка скважин**

Спарлин одним из первых провел исследование по закачке полиакриламида для снижения обводненности скважин. Их уникальное свойство заключалось в способности снижать проницаемость по воде, не влияя при этом на проницаемость по нефти. В результате своих исследований и полевых результатов стало ясно, что эффективность полиакриламидов зависит от концентрации раствора полимера и ее совместимостью как с водой, так и с матрицей породы (Sparlin, 1976).

Наиболее эффективным промышленным результатом полимерной обработки оказалось применение сшитых полимерных систем на примере месторождения Умм Гудаир в Кувейте. Скважиной кандидатом оказалась нефтяная скважина с хвостовиком диаметром 3-1/2 дюйма, оборудованной ЭЦН. Литология коллектора представлена известняком со средней пористостью 20,4% и 90 мД соответственно. Основная информация по свойствам флюида и коллектора представлена ниже (Рисунок 4.3).

Reservoir data	Value
Average porosity	20.4%
Average permeability	90 mD
Static reservoir pressure	2539 psi
Bottomhole temperature	180°F
Frac Gradient	0.7 psi/ft
Oil API Gravity	25
Oil viscosity	8 cP
Water viscosity	0.8 cP
Water salinity	240,000 ppm

Рисунок 4.3 – Средние параметры коллектора и флюида месторождения Умм-Гудаир (Sparlin, 1976)

Сшитые полимерные системы (CPS) представляет собой органически сшитый полимер, который успешно используется во всем мире для многих применений, связанных с перекрытием водоносного и газоносного горизонта, зональной изоляции, целостности ствола скважины и сообщения между скважинами (Hernandez et al. 2010 и Vasquez et al. 2015).

Главной особенностью данной системы является ее способность глубокого проникновения в пласт. Система имеет низкую вязкость (20-30 сантипуаз) в стандартных условиях, однако стремительно повышается при пластовых температурах. Также совместно с CPS используют реологический модификатор P-CPS, представляющий собой частицы способные обеспечивать контроль утечек. Закачка P-CPS сразу после системы CPS в целях перекрытия воды помогает предотвратить избыточное вытеснение и эффективно закупоривает перфорационные каналы за счет коагулирующего эффекта. лабораторные образцы CPS и P-CPS представлены ниже (Рисунок 4.4).



Рисунок 4.4 – CPS и P-CPS лабораторные образцы (Al-Azmi, 2022)



Процесс сшивания как для CPS, так и для P-CPS зависит от температуры, солености, pH и химической концентрации. Время гелеобразования, фазовый переход от жидкой к трехмерной гелеобразной структуре можно контролировать, регулируя химический рецепт в зависимости от параметров ствола скважины. Таким образом, системы могут быть адаптированы для сшивания сразу после их закачки в пласт, что полезно при наличии активного перетока или высоких потерь.

Критерии выбора CPS и P-CPS:

- 1) подходящая альтернатива цементу;
- 2) обеспечивает начальную низкую вязкость для успешного проникновения в пласт, при этом вытекающий флюид может обеспечить уплотнение в материнской породе. Вторжение в матрицу заставляет водоносный горизонт перемещаться;
- 3) дополнительное расстояние до верхних перфораций. Низкий риск, связанный с перекачкой, смешиванием и очисткой;
- 4) может выдерживать достаточный перепад давления от пласта во время добычи.

Процедура работ буровой установки капитального ремонта скважин (КРС):

- 1) удаление из скважины существующих НКТ и ЭЦН;
- 2) очистка ствола скважины с помощью скребка;
- 3) закачка цемента в существующие перфорации, для их ограничения перед закачкой CPS и P-CPS;
- 4) бурение излишков цемента для подготовки к созданию новых перфораций над ВНК. Испытание перфорационных отверстий под давлением до 1000 фунтов на квадратный дюйм;
- 5) оснащение канатного оборудования и скважины каротажным оборудованием (GR-CCL-CBL-VDL-USIT);
- 6) перфорация немного выше ВНК, затем продавка CPS глубоко в пласт;

- 7) спуск с цементирующего пакера;
  - 8) спуск стингера на 3-1/2 дюймовый НКТ и ввинчивание в цементирующий пакер;
  - 9) испытание на приемистость, проверка расхода и давления;
  - 10) при наблюдении низкой приемистости, закачать 3-5 баррелей кислоты. Повторно выполнить испытание на приемистость, убедиться, что приемистость улучшилась, прежде чем приступать к химреагентам для блокировки водопритока;
  - 11) смешать системы CPS и P-CPS на поверхности;
  - 12) продолжать закачку 150 баррелей CPS, ориентируясь на радиальную проходку не менее 10 футов. Затем добавьте 10 баррелей P-CPS, чтобы перекрыть забой пласта и избежать чрезмерного вытеснения. Вытеснить P-CPS водой в соответствии с объемом ствола скважины;
  - 13) продавить цементный раствор с выдержкой, достигнув максимального устьевого давления, прежде чем позволить ему упасть на 20-30%. Повторять продавку, пока давление не удержится;
  - 14) позволить химическим системам сшиваться, закрыв скважину на 12 часов;
  - 15) провести испытание давлением до 1000 фунтов на квадратный дюйм. Если давление было нестабильным, использовать цемент для изоляции перфорации;
  - 16) очистка скважины;
  - 17) подготовить канатное оборудование и повторить перфорации нужных интервалов;
  - 18) установить оборудование ЭЦН.
- 3-й, 6-й, 9-й, 14-й и 17-й шаг представлены на рисунке ниже (Рисунок 4.5).

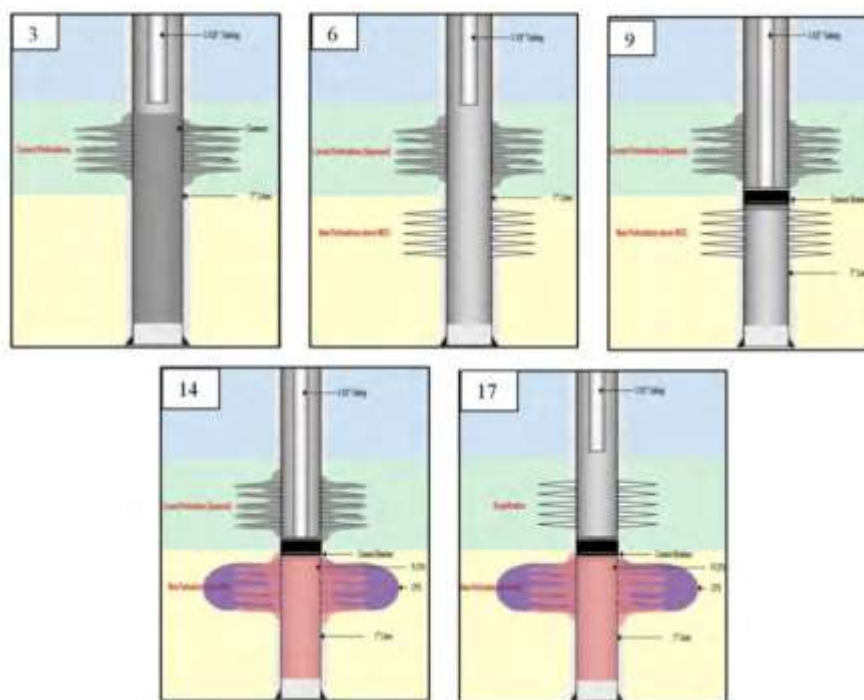


Рисунок 4.5 – Процедура закачки полимера (Al-Azmi, 2022)

Реализованный проект по водоподготовке оказался успешным методом контроля конусообразования на месторождении Умм-Гудаир. Способность CPS глубоко проникать в пласт и P-CPS герметизировать интервалы перфорации привела к заметному падению обводненности большинства скважин и значительному увеличению нефтеотдачи (Al-Azmi, 2022).

#### 4.5. Горизонтальные скважины и боковые горизонтальные стволы

Бурение горизонтальных скважин, а также горизонтальных боковых стволов позволяет значительно увеличить коэффициент охвата, а также снизить депрессию для поддержания сопоставимых дебитов в сравнении с вертикальной скважиной. Джоши в своей статье отметил, что целью горизонтальных скважин является повышение ее продуктивности, снижения образования конусов воды или газа, пересечения естественных трещин и улучшение экономических показателей скважин (Joshi, 2003). Схема

применения горизонтальной скважины для снижения прорыва конусов (Рисунок 4.6).

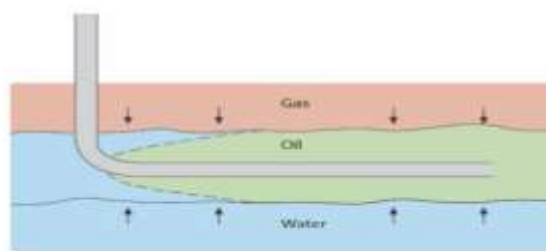


Рисунок 4.6 – Схема горизонтальной скважины

Успешные промысловые примеры контроля конусообразования с ГС представлены в таблице ниже (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 - Успешные примеры ГС

Источник	Месторождение	Расположение	Тип коллектора
(Lacy et al., 1992)	Прудхое Бэй	Северное море, Норвегия	Песчаник
	Аляска Хелдер Троль	Австралия	
	Северный Херальд Южный Пеппер Червиль Роспо Маре Бима	Италия Индонезия	Известняк
(Gilman et al., 1995)	Ятс	Западный Техас, США	Тонкая нефтяная оторочка
(Hamada et al., 2001)	Мариан Зулуф Сафания Абкаик	Саудовская Аравия	Карбонат
(El-Gogary et al., 2015)	Белаим	Суэцкий залив	Карбонат

Горизонтальные скважины не всегда являются решением проблемы обводненности, поскольку они ограничены технологией бурения. Кроме того, эта скважинная технология может дренировать только одну продуктивную зону на горизонтальную скважину, и ее высокая стоимость в 1,4-3 раза выше, чем у вертикальной скважины.

#### 4.6. Технология забойной нефтегазовой сепарации DOWS

Скважинная сепарация нефти и воды (DOWS) предполагает использование гидроциклонных сепараторов и скважинных насосов специальной конструкции, установленных в колонне заканчивания/эксплуатации, для разделения смеси нефти и воды в стволе скважины. Эта технология используется в нефтегазовой отрасли с 1990-х годов, однако, несмотря на ее экономические и экологические преимущества, на нефтяных и газовых скважинах установлено лишь ограниченное количество систем (Abdullah, 2015). Такое развитие событий связано со сложностью технологии, так как пространство ствола скважины очень ограничено. Таким образом, гидроциклон, предназначенный (должен быть узким) для работы, препятствовал требованию минимального размера корпуса. Типичная схема технологии DOWS представлена на рисунке ниже (Рисунок 4.7).

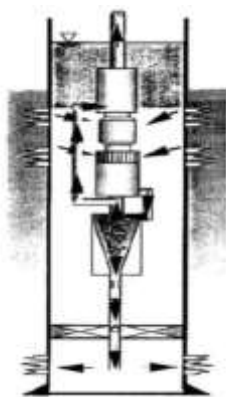


Рисунок 4.7 – Схема DOWS

В своей статье Джао и Янг использовали систему DOWS на примере нефтяных месторождений Дацин и Цзидун (Yang, 2015). Его система DOWS состоит из гидроциклона, скважинной системы мониторинга данных, двух насосов, используемых для подъема и нагнетания соответственно. Оптимизирована контурная линия гидроциклона и повышена эффективность сепарации до 98% и более. Система мониторинга данных включает в себя

расходомер и манометр для наблюдения за расходом и давлением пласта нагнетания в режиме реального времени (Рисунок 4.8). Промысловые испытания показывают, что технология DOWS может снизить добычу пластовых вод более чем на 75% и сохранить добычу нефти неизменной на высокообводненных нефтяных месторождениях. Система DOWS исправно работала более 400 дней (Yang, 2015).

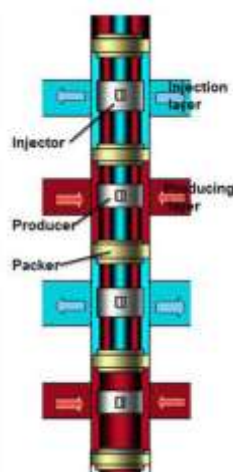


Рисунок 4.8 – Схема мультizonальной компоновки (Yang, 2015)

Успешные промысловые примеры контроля конусообразования с технологией DOWS представлены в таблице ниже (Таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Успешные примеры технологии DOWS

Месторождение	Расположение	Компания	Скважина
Рэдвотер	Альберта	Imperial Redwater	#1-26
Альянс		Pinnacle-Alliance	06D
Альянс		Pinnacle-Alliance	07C
Альянс		Pinnacle-Alliance	7C2
Провост	Техас	PanCanadian	00/11C-05
Провост		PanCanadian	00/11A2-05
Провост		PanCanadian	00/16-05
Восточный Техас		Dickson Chevron Fee	#17
Ранжели		Texaco Salem	153X #85-40
Салем	Иллинойс		

#### 4.7. Технология забойного водоотвода (DWS)

DWS включает в себя скважину двойного заканчивания, одну из которых заканчивают в нефтяной зоне для добычи нефти, а другую заканчивают в водной зоне для дренажа воды вблизи водонефтяного контакта. Типичная скважинная система поглощения воды (DWS) изображена ниже (Рисунок 4.9).

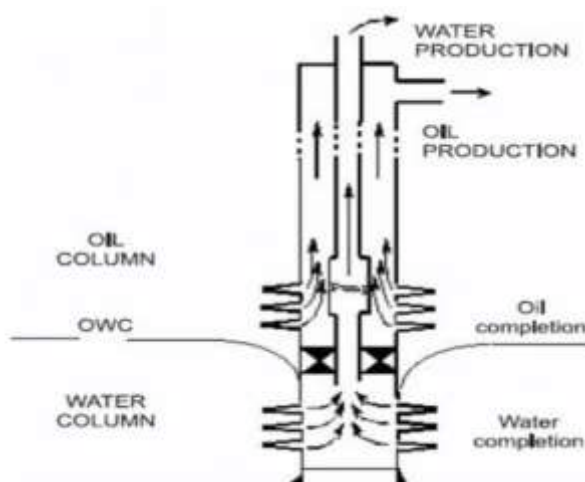


Рисунок 4.9 – Схема DWS (Swisher, 1995)

После успешного первого внедрения DWS в полевых условиях в 1994 г. компанией Hunt Petroleum многие другие компании опробовали эту технологию на месторождениях и сообщили о хороших результатах. Эти промысловые испытания технологии DWS представлены в таблице ниже (Таблица 4.3). Однако для технологии DWS общий объем воды, добываемой на поверхности, может быть пугающим по сравнению с обычной скважиной. Это связано с тем, что на поверхность поднимается много пластовой воды. Технология требует закачки и обработки большого количества воды на поверхности, что подразумевает большие затраты при добыче (Swisher, 1995).

Таблица 4.3 – Успешные примеры технологии DWL

Источник	Месторождение	Расположение	Тип коллектора
(Swisher and Wojtanowicz, 1995)	Хепо-Хэмпфил	Луизиана	
(Bowlin et al., 1997)	Керн Ривер	Калифорния	
(Shirman and Wojtanowicz, 1998)	Бэйкер Восточный Техас	Калифорния Техас	Песчаник

#### 4.8. Технология с циклическим отбором и закачкой воды (DWL)

Технология с циклическим отбором и обратной закачкой воды (DWL) была разработана на основе технологии DWS с целью снизить негативный экономический эффект. Она включает скважину с тремя заканчиваниями: одна перфорация расположена в нефтяной зоне, а две другие - в водной зоне. Эти три заканчивания разделены двумя пакерами, в отличие от заканчивания DWS с одним пакером. Самое верхнее заканчивание в нефтяной зоне используется для добычи нефти, а второе заканчивание в интервале дренирования воды, используемое для одновременной добычи воды вблизи ВНК и для стабилизации границы раздела. Пластовая вода закачивается обратно в тот же водоносный горизонт через самый нижний интервал заканчивания – интервал обратной закачки воды с помощью погружного насоса. Типичная конфигурация скважинного водяного контура показана ниже (Рисунок 4.10) (Wojtanowicz, 2006).

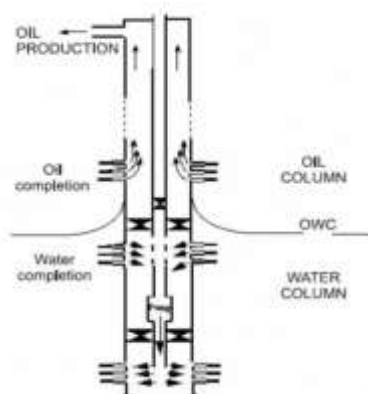


Рисунок 4.10 – Схема DWL (Wojtanowicz, 2006)



## 4.9. Интеллектуальные системы заканчивания

Существуют две основные цели использования технологий контроля притока:

1. задержать прорыв нежелательных флюидов, таких как вода и/или газ, и сбалансировать поток в скважине;
2. ограничить поток этих жидкостей после прорыва.

При установке в горизонтальных скважинах устройство контроля притока (УКП) (вместе с зональными изолирующими пакерами) появляется возможность в определенной степени сократить добычу нежелательной жидкости за счет создания дополнительного перепада давления на УКП. Тем не менее, технология ICD имеет недостаток, когда более легкая жидкость, такая как вода, заменяет жидкость, такую как тяжелая нефть. Autonomous Inflow Control Device (AICD) помогает преодолеть эти ограничения ICD.

Основное преимущество AICD по сравнению с ICD в том, что AICD самостоятельно регулируют скорость потока при прорыве газа/воды, что позволяет улучшить охват. Это достигается за счет ограничения добычи из зон с высоким газо- и водонасыщением. Высокая добыча нефти в стволе скважины продолжается до того, как водо-газонасыщенность вокруг всего ствола скважины значительно возрастет. Время, необходимое для миграции флюида внутри коллектора и достижения ствола скважины, зависит от свойств близлежащего коллектора. Тем не менее, ожидаемый предельный КИН из скважин, с технологией AICD, выше по сравнению с ICD и фильтров (Рисунок 4.11).

Жидкостные диоды AICD используют гидродинамику для создания двух потоков: первый для нефти, что является коротким и прямым путем низкого перепада давления, а второй для воды или газа, что является длинным, извилистым путем падения высокого давления.

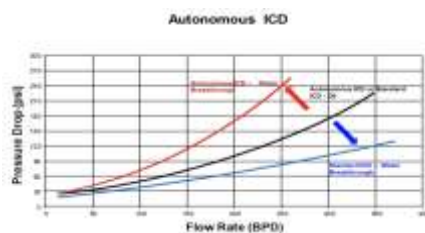


Рисунок 4.11 – Сравнение показателей прорыва воды для ICD и AICD (Frapp, 2013)

Когда скважинный флюид поступает в жидкостный диод AICD, инженерная геометрия устройства AICD, основанная на гидродинамике, идентифицирует флюид на основе его свойств, таких как вязкость, плотность и скорость потока, для создания перепада давления на устройстве в соответствии с долей потока флюида. AICD работает, используя баланс между инерционными силами и вязкими силами в жидкости (Рисунок 4.12) (Frapp, 2013).

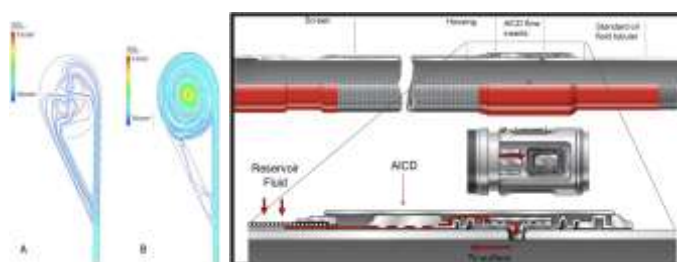


Рисунок 4.12 – Принцип работы АУКП и ее компоновка (Frapp, 2013)

Специально спроектированные каналы жидкостного диода AICD изготавливаются в виде цельной детали и не содержат движущихся частей для повышения надежности. По сравнению с традиционным песчаным фильтром основная труба не имеет перфорации под секцией фильтра, поэтому пластовая жидкость фильтруется, но продолжает течь внутри AICD. Затем жидкость проходит через интерфейсное кольцо, соединяющее фильтр с модулем AICD, и течет через корпус в AICD.

Подбор скважин кандидатов для использования АУКП представлено в Приложении Б.

## 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

К основным показателям экономической эффективности относятся:

- внутренняя норма рентабельности (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю.

- дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений (DPP) определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной дисконтированной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;

- индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций;

- чистый дисконтированный доход пользователя недр (NPV) – сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение ЭО (залежи, месторождения), приведенная к начальному году по ставке дисконта 10 %;

В качестве исходных данных взяты накопленные показатели добычи нефти по двум расчетным вариантам разработки участка работ. С учетом того, что средний уровень цен на нефть Urals за январь-май 2022 года составил 88,95 долларов за один баррель нефти, прибыль недропользователя по каждому расчетному варианту разработки рассчитывалась по следующей формуле:

$$\text{Выручка} = Q_i * P_{\text{нефти}} * K_{\text{курс}} * 365 * \rho_{\text{нефти}} \quad (6.1)$$

Где:

$Q_i$  – дебит по нефти, м<sup>3</sup>/сут;

$P_{\text{нефти}}$  – стоимость нефти, доллар/т;

$K_{\text{курс}}$  – курс рубля к доллару, руб/доллар;

$\rho_{\text{нефти}}$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>;

Курс доллара по данным ЦБ РФ на момент проведения анализа составил 76,7 руб за доллар. Согласно исходным данным для условий пласта ПК<sub>18</sub> плотность нефти составляет 862 кг/м<sup>3</sup>.

Капитальные затраты на бурение скважин рассчитывались как произведение стоимости одного метра бурения горизонтальной добывающей скважины, которая составляет 34350 руб/м, на суммарную проходку бурением от устья скважины (1730 м). Также из всей прибыли были вычтены операционные затраты на дополнительную добычу нефти в  $i$ -м году (взяты для расчетов в размере 10% от капитальных затрат), а также налог на прибыль предприятия (принят в размере 60 %).

Расчет чистых денежных потоков рассчитывается по следующей формуле.

$$\text{NCF} = \text{Выручка} - \text{CAPEX} - \text{OPEX} - \text{TAXES} \quad (6.2)$$

Где:

NCF – чистый денежный поток, млн. руб.;

CAPEX – капитальные затраты, млн. руб.;

OPEX – операционные затраты, млн. руб.;

TAXES – налоги, млн. руб.

Учитывая экономический закон об убывающей стоимости денежных средств, прирост годовых денежных средств предприятия был продисконтирован с целью приведения их будущей стоимости на текущий момент, согласно следующей формуле:

$$DCF_i = \frac{NCF_i}{(1 + DF)^i} \quad (6.3)$$

Где:

$DCF_i$  – дисконтированный денежный поток за  $i$ -год, млн. руб.;

$NCF_i$  – чистый денежный поток за  $i$ -год, млн. руб.;

$DF$  – ставка дисконта, д. ед.

Сумма дисконтированных денежных потоков за определенный промежуток времени и будет чистой текущей стоимостью бурения горизонтальных скважин:

$$NPV = \sum_i^n DCF_i \quad (6.3)$$

Где:

$NPV$  – чистая текущая стоимость, млн. руб.;

$DCF_i$  – дисконтированный денежный поток за  $i$ -год, млн. руб.

На рисунках ниже представлены результаты расчетов для случаев без АУКП и с АУКП соответственно (Рисунок 6.1 и 6.2).

Год	$i$	Добыча, т/год	Выручка, млн. руб.	Кап. Затраты, млн. руб.	Опер. Затраты, млн. руб.	Прибыль, млн. руб.	Налоги, млн. руб.	NCF, млн. руб.	DCF, млн. руб.	CDCF, млн. руб.	NPV
2022	0	0	0	40,70	1,3	-42,00	-25,20	-16,80	-16,80	-16,80	636,13
2023	1	12585,22	386,14		1,3	384,84	230,91	153,94	133,86	117,06	
2024	2	12585,18	386,14		1,3	384,84	230,91	153,94	116,40	233,46	
2025	3	12585,20	386,14		1,3	384,84	230,91	153,94	101,22	334,67	
2026	4	12585,22	386,14		1,3	384,84	230,91	153,94	88,01	422,69	
2027	5	12585,21	386,14		1,3	384,84	230,91	153,94	76,53	499,22	
2028	6	10862,58	333,29		1,3	331,99	199,19	132,80	57,41	556,63	
2029	7	6688,23	205,21		1,3	203,91	122,35	81,56	30,66	587,30	
2030	8	4375,96	134,26		1,3	132,96	79,78	53,19	17,39	604,68	
2031	9	3035,04	93,12		1,3	91,82	55,09	36,73	10,44	615,12	
2032	10	2247,11	68,95		1,3	67,65	40,59	27,06	6,69	621,81	
2033	11	1719,56	52,76		1,3	51,46	30,88	20,58	4,42	626,24	
2034	12	1390,91	42,68		1,3	41,38	24,83	16,55	3,09	629,33	
2035	13	1129,74	34,66		1,3	33,36	20,02	13,35	2,17	631,50	
2036	14	899,35	27,59		1,3	26,29	15,78	10,52	1,49	632,98	
2037	15	706,99	21,69		1,3	20,39	12,24	8,16	1,00	633,99	
2038	16	550,04	16,88		1,3	15,58	9,35	6,23	0,67	634,65	
2039	17	465,62	14,29		1,3	12,99	7,79	5,19	0,48	635,14	
2040	18	388,08	11,91		1,3	10,61	6,36	4,24	0,34	635,48	
2041	19	319,55	9,80		1,3	8,50	5,10	3,40	0,24	635,72	
2042	20	264,99	8,13		1,3	6,83	4,10	2,73	0,17	635,88	
2043	21	231,10	7,09		1,3	5,79	3,47	2,32	0,12	636,01	
2044	22	186,75	5,73		1,3	4,43	2,66	1,77	0,08	636,09	
2045	23	125,30	3,84		1,3	2,54	1,53	1,02	0,04	636,13	
2046	24	42,57	1,31		1,3	0,01	0,00	0,00	0,00	636,13	

Рисунок 6.1 – Расчет NPV без АУКП

Год	i	Добыча, т/год	Выручка, млн. руб.	Кап. Затраты, млн. руб.	Опер. Затраты, млн. руб.	Прибыль, млн. руб.	Налоги, млн. руб.	NCF, млн. руб.	DCF, млн. руб.	CDCF, млн. руб.	NPV
2022	0	0,00	0,00	48,90	1,5	-50,40	-30,24	-20,16	-20,16	-20,16	822,12
2023	1	14787,61	453,72		1,5	452,22	271,33	180,89	157,29	137,13	
2024	2	14787,62	453,72		1,5	452,22	271,33	180,89	136,78	273,91	
2025	3	14787,64	453,72		1,5	452,22	271,33	180,89	118,94	392,85	
2026	4	14787,59	453,72		1,5	452,22	271,33	180,89	103,42	496,27	
2027	5	14787,64	453,72		1,5	452,22	271,33	180,89	89,93	586,20	
2028	6	14787,58	453,72		1,5	452,22	271,33	180,89	78,20	664,40	
2029	7	9674,08	296,82		1,5	295,32	177,19	118,13	44,41	708,81	
2030	8	7617,77	233,73		1,5	232,23	139,34	92,89	30,37	739,18	
2031	9	6708,60	205,84		1,5	204,34	122,60	81,73	23,23	762,41	
2032	10	5862,80	179,88		1,5	178,38	107,03	71,35	17,64	780,05	
2033	11	4707,82	144,45		1,5	142,95	85,77	57,18	12,29	792,34	
2034	12	3766,21	115,56		1,5	114,06	68,43	45,62	8,53	800,87	
2035	13	3043,08	93,37		1,5	91,87	55,12	36,75	5,97	806,84	
2036	14	2479,18	76,07		1,5	74,57	44,74	29,83	4,22	811,06	
2037	15	2092,77	64,21		1,5	62,71	37,63	25,08	3,08	814,14	
2038	16	1727,89	53,02		1,5	51,52	30,91	20,61	2,20	816,34	
2039	17	1463,50	44,90		1,5	43,40	26,04	17,36	1,61	817,96	
2040	18	1241,18	38,08		1,5	36,58	21,95	14,63	1,18	819,14	
2041	19	1032,53	31,68		1,5	30,18	18,11	12,07	0,85	819,99	
2042	20	879,99	27,00		1,5	25,50	15,30	10,20	0,62	820,61	
2043	21	733,85	22,52		1,5	21,02	12,61	8,41	0,45	821,06	
2044	22	604,62	18,55		1,5	17,05	10,23	6,82	0,32	821,37	
2045	23	502,22	15,41		1,5	13,91	8,35	5,56	0,22	821,59	
2046	24	430,86	13,22		1,5	11,72	7,03	4,69	0,16	821,76	
2047	25	367,72	11,28		1,5	9,78	5,87	3,91	0,12	821,88	
2048	26	309,27	9,49		1,5	7,99	4,79	3,20	0,08	821,96	
2049	27	258,99	7,95		1,5	6,45	3,87	2,58	0,06	822,02	
2050	28	217,57	6,68		1,5	5,18	3,11	2,07	0,04	822,06	
2051	29	183,24	5,62		1,5	4,12	2,47	1,65	0,03	822,09	
2052	30	157,62	4,84		1,5	3,34	2,00	1,33	0,02	822,11	
2053	31	132,78	4,07		1,5	2,57	1,54	1,03	0,01	822,12	

Рисунок 6.2 – Расчет NPV с АУКП

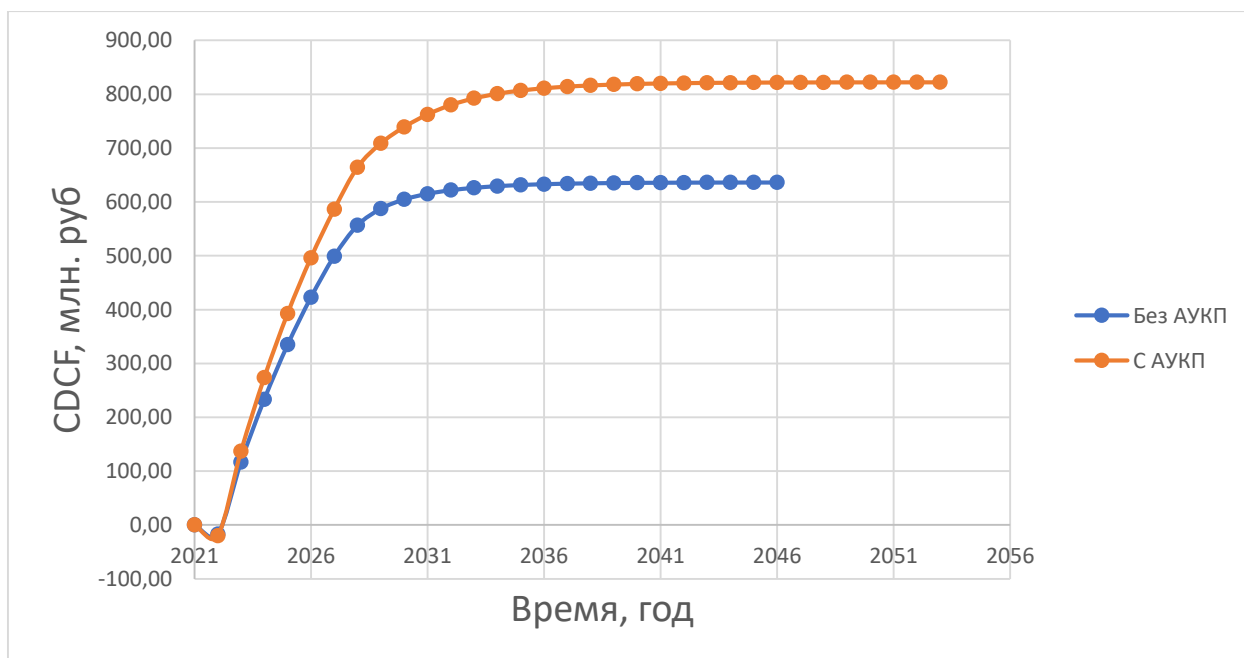


Рисунок 6.3 – Анализ накопленного дисконтированного потока от времени

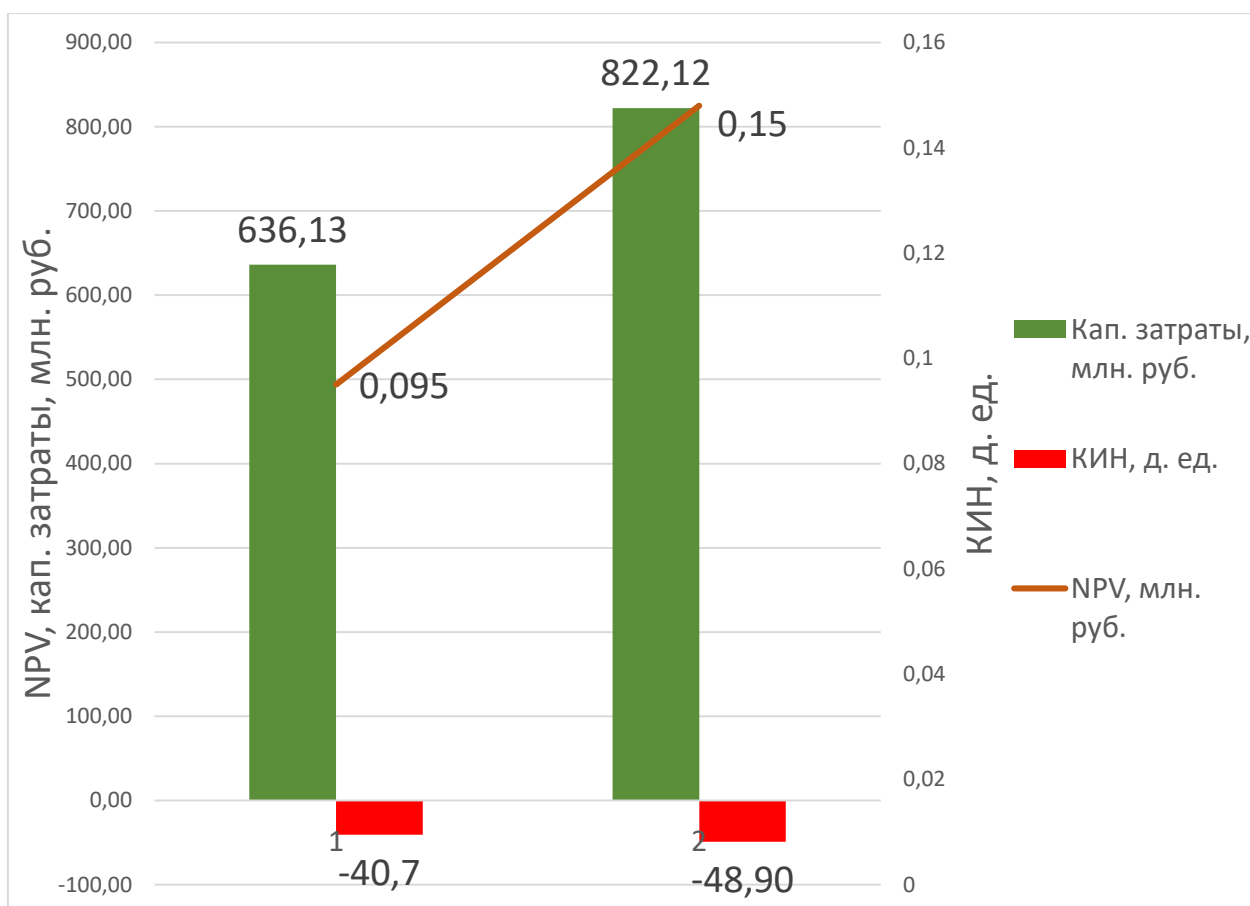


Рисунок 6.4 – Сводная диаграмма NPV, КИН и капитальных затрат для варианта без АУКП (слева) и с АУКП (справа)

В соответствии с расчетами и рисунками выше (Рисунок 6.3 и 6.4), наиболее экономически эффективным оказался Вариант № 2 – бурение горизонтальных скважин с АУКП. Несмотря на повышение капитальных затрат на строительство горизонтальных скважин с АУКП на 20 % по сравнению с традиционной компоновкой горизонтального ствола, дисконтированный поток наличности от реализации продукции в Варианте № 2 получился выше на 29 % (186 млн. руб).

## **7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Место выполнения работ является офисным помещением, оборудованным компьютером. Область применения компьютера представляет из себя разработку проектных решений посредством компьютерного моделирования. Реальные и потенциальные пользователи являются специалисты научно-технических компаний нефтегазовой отрасли. Административное или географическое место выполнения работ может быть разнообразным, но чаще всего представляет из себя населенный пункт или город, обеспеченный сетью, сотовой связью и интернетом.

Данная работа в рамках социальной направленности является наиболее актуальной поскольку с каждым годом количество офисных сотрудников, регулярно работающих за компьютером, увеличивается. Многие сотрудники не догадываются о потенциальных рисках и вреда для здоровья от регулярной работы за компьютером, вследствие чего было и проведено данное исследование.

### **7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

- **Режим рабочего времени**

Согласно статье № 100 ТК РФ Режим рабочего времени должен предусматривать продолжительность рабочей недели (пятидневная с двумя выходными днями).

Для успешной и эффективной работы офисного сотрудника следует соблюдать несколько правил:

1. Режим труда и отдыха должен быть одинаковым для всех работников;
2. Всех сотрудников надо ознакомить под роспись с документами, регламентирующими перерывы;



3. Необходимо разработать и внедрить систему контроля использования перерывов сотрудниками;

4. Эта система должна быть простой и понятной всем сотрудникам.

- **Защита персональных данных работника**

Согласно ТК РФ статьи № 86 в целях обеспечения прав и свобод человека и гражданина работодатель и его представители при обработке персональных данных работника обязаны соблюдать следующее общее требование: обработка персональных данных работника может осуществляться исключительно в целях обеспечения соблюдения законов и иных нормативных правовых актов, содействия работникам в трудоустройстве, получении образования и продвижении по службе, обеспечения личной безопасности работников, контроля количества и качества выполняемой работы и обеспечения сохранности имущества.

- **Оплата и нормирование труда**

Согласно ТК РФ статьи № 135 заработная плата работнику устанавливается трудовым договором в соответствии с действующими у данного работодателя системами оплаты труда.

Системы оплаты труда, включая размеры тарифных ставок, окладов (должностных окладов), доплат и надбавок компенсационного характера, в том числе за работу в условиях, отклоняющихся от нормальных, системы доплат и надбавок стимулирующего характера и системы премирования, устанавливаются коллективными договорами, соглашениями, локальными нормативными актами в соответствии с трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

- **Виды компенсаций при работе во вредных условиях труда**

Работодатель обязан производить доплату работникам, которые трудятся во вредных условиях. Минимальный размер такой доплаты – 4%.

В зависимости от условий труда работнику предоставляются другие гарантии и компенсации помимо доплаты – дополнительный отпуск, сокращенная рабочая неделя.

## **7.2. Эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны**

Важное значение в профилактике утомления имеет использование эргономики. Эта комплексная дисциплина основана на использовании данных ряда других наук для приспособления работы к человеку с целью повышения производительности труда, сохранения здоровья, обеспечения безопасности и комфорта при работе.

Работа в позе сидя более рациональна и менее утомительна, так как уменьшается высота центра тяжести над площадью опоры, повышается устойчивость тела, снижается напряжение мышц, уменьшается нагрузка на сердечно-сосудистую систему. В положении сидя обеспечивается возможность выполнять работу, требующую точности движений. Однако в этом случае могут возникать застойные явления в органах таза, затруднение работы органов кровообращения и дыхания (Рисунок 7.1).



Рисунок 7.1 – Эргономика работы за компьютером

Основная суть положения рук в том, что нельзя ничего передавливать, перегибать или к чему-то тянуться. Нужно следить за тем, чтоб ничего нигде не пережимать, не подгибать ноги под себя. Во всяком случае надолго. Монитор должен быть на уровне глаз. Либо верх монитора, либо его центр, тут уж не так важно и зависит от его размера.

Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.

Конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов (сиденье, органы управления, средства отображения информации и т. д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы.

### 7.3. Производственная безопасность

Для обеспечения производственной безопасности необходимо провести анализ возможных опасных и вредных факторов представленных ниже (Таблица 7.1).

Таблица 7.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Разработка	Эксплуатация	
Отклонение показателей микроклимата	+	+	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016  Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*  Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности ГОСТ 12.1.003-2014
Превышение уровня шума		+	
Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	
Недостаточная освещенность рабочей		+	

зоны			Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания СанПиН 1.2.3685-21  Опасные и вредные производственные факторы. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ.
Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	+	+	

## **Превышение уровня шума**

### **1) Источник возникновения фактора**

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности» (ГОСТ 12.1.003-2014).

Импульс звукового давления на рабочем месте может быть создан как кратковременным излучением шума стационарным или перемещающимся источником, так и непрерывным излучением шума перемещающимся источником. Основным источником фонового шума является работающий компьютер.

### **2) Воздействие фактора на организм человека**

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

### **3) Допустимые нормы**

Для большинства рабочих мест применение технического метода измерений по ГОСТ ISO 9612 позволяет получить значение со стандартной неопределенностью, не превышающей 3 дБ (ГОСТ ISO 9612)

### **4) Средства защиты**

Средствами защиты от шума на рабочем месте, применяемыми работодателем, могут быть изолированные или встроенные элементы конструкции производственного помещения (экраны, перегородки, кабины и т.п.), поглощающие или ослабляющие звуковое излучение, а также средства индивидуальной защиты органа слуха (противошумы). Изготовители элементов конструкций и материалов, предназначенных для снижения шума в помещениях, и изготовители противошумов определяют и указывают значения акустических характеристик своих изделий в соответствии с их назначением, а также способы и условия их применения в технической (эксплуатационной) документации. Эти характеристики могут быть использованы работодателем для ориентировочных расчетов шума, воздействующего на работника на рабочем месте.

**Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека**

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ).

#### **1) Источник возникновения фактора**

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий.

## 2) Воздействие фактора на организм человека

Электрический ток, проходя через живые ткани, оказывает термическое, электролитическое и биологическое воздействия. Это приводит к различным нарушениям в организме, вызывая как местные повреждения тканей и органов, так и общее повреждение организма.

Небольшие токи до 5 мА вызывают лишь неприятные ощущения. При токах, больших 10-15 мА, человек не способен самостоятельно освободиться от токоведущих частей и действие тока становится длительным (неотпускающий ток). При длительном воздействии таких токов человек может получить различного рода электротравмы.

Самая тяжелая электротравма – электрический удар – это поражение внутренних органов человека.

## 3) Допустимые нормы

Согласно ГОСТ 32144-2013 предельное отклонение (как положительное, так и отрицательное) в России не должно превышать отметку в 10% от номинального (ГОСТ 32144-2013). Итого получаем такие значения:

для сети 230В – от 207 до 253 Вольта;

для сети 400В – от 360 до 440 Вольт.

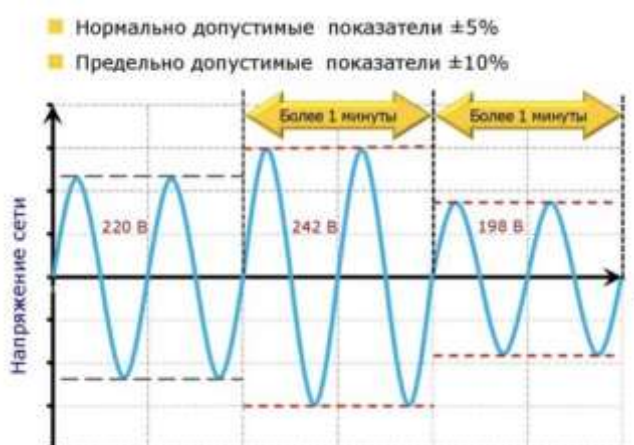


Рисунок 7.2 – Предельно допустимые отклонения напряжения сети

#### **4) Средства защиты**

Наиболее доступный вариант защиты электрического прибора — это сетевые фильтры. Сетевой фильтр способен защитить от небольших перепадов. При сильном скачке напряжения данный прибор, скорее всего, сгорит, но защитит ваше оборудование.

Стабилизаторы напряжения не только осуществляют контроль сети, но и дополнительно к этому стабилизируют его, точнее выравнивают напряжение до 220 вольт, если оно ниже или выше нормы. Впрочем, работают они в определенных интервалах, если напряжение стало выше 280 вольт или ниже 160 вольт стабилизатор отключает питание от сети.

#### **Отклонение показателей микроклимата**

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» (СанПиН 2.2.4.548-96):

##### **1) Источник возникновения фактора**

Источники локального тепловыделения, охлаждения или влаговыделения (нагретые устройства и приборы, окна, дверные проемы, большое скопление людей).

##### **2) Воздействие фактора на организм человека**

Низкая температура вызывает охлаждение организма и может способствовать возникновению простудных заболеваний. При высокой температуре — перегрев организма, повышенное потовыделение и снижение работоспособности. Работник теряет внимание, что может привести к несчастному случаю.

##### **3) Допустимые нормы**

- температура воздуха в производственном помещении – 22-24 °С;
- температура поверхностей (пол, стены, оборудование и т.п.) – 21-25 °С;

- относительная влажность воздуха – 40-60 %;
- скорость движения воздуха – не более 0,1 м/с.

#### 4) Средства защиты

К средствам коллективной защиты, работающих от повышенных или пониженных микроклиматических условий, от повышенной запыленности и загазованности воздуха рабочей зоны, для предотвращения появления в воздушной среде помещения взрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей относятся системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха.

#### Расчет воздухообмена в общественных помещениях.

В общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO<sub>2</sub>). Определение необходимого воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по допустимой концентрации его. Количество углекислого газа в зависимости от возраста человека и выполняемой работы приведены ниже (Таблица 7.2). В помещении находится порядка 28 взрослых людей, находящихся большую часть в состоянии покоя.

Таблица 7.2 – количество CO<sub>2</sub>

Возраст человека и характер работы	Количество CO <sub>2</sub>	
	g <sub>co2</sub>	
	л/ч	г/ч
Взрослые: при физической работе	45	68
при легкой работе (в учреждениях)	23	35
в состоянии покоя	23	35
Дети до 12 лет	12	18

Зная это, мы можем рассчитать количество CO<sub>2</sub>, выделяемое всеми работниками по следующей формуле:

$$G = N_{\text{людей}} g_{\text{co2}} \quad (7.1)$$



$$G = 28 * 35 = 980 \text{ г/ч} \quad (7.2)$$

Потребный воздухообмен:

$$L = \frac{1000 * G}{x_B - x_H} \quad (7.3)$$

где

L – потребный воздухообмен, м<sup>3</sup> /ч;

G – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения, г/ч;

x<sub>B</sub> – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88, мг/м<sup>3</sup>;

x<sub>H</sub> – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21, мг/м<sup>3</sup>.

$$L = \frac{1000 * 980}{9000 - 1000} = \frac{980000}{8000} = 122,5 \text{ м}^3/\text{ч} \quad (7.4)$$

Также есть возможность рассчитать кратность воздухообмена по следующей формуле:

$$n = \frac{L}{V} \quad (7.5)$$

где V – внутренний объём помещения, м<sup>3</sup>.

$$n = \frac{122,5}{10 * 10} = 1,225 \text{ ч}^{-1} \quad (7.6)$$

Согласно СП 2.2.3670-20, данная кратность воздухообмена допустима (СП 2.2.3670-20).

### **Отсутствие или недостаток естественного света**

Согласно СНиП 23-05-95\* Естественное и искусственное освещение

#### **1) Источник возникновения фактора**

Вредное воздействие параметров освещения проявляется в отсутствии или недостатке естественного света, а также недостаточной освещенности рабочей зоны.

#### **2) Воздействие фактора на организм человека**

Недостаточный уровень света заставляет напрягать зрение, что приводит к быстрой усталости глазных мышц, общей сонливости, головным болям и мигрени. Также было доказано влияние освещенности на основные жизненные процессы:

- мышечный рост и развитие;
- работу сердечно-сосудистой системы;
- обмен веществ;
- устойчивость к внешним воздействиям на организм;
- формирование иммунной системы.

#### **3) Допустимые нормы**

Расчетное значение средневзвешенного коэффициента отражения внутренних поверхностей помещения при расчетах естественного освещения следует принимать равным в жилых и общественных помещениях – 0,55, а в производственных помещениях – 0,50. Равномерность естественного освещения производственных и общественных зданий с верхним или комбинированным освещением должна быть не более 1:3.

#### **4) Средства защиты**

Необходимые условия видимости путей эвакуации в зоне, предназначенных для выхода из здания, покинувших рабочие места в аварийной ситуации, должны быть реализованы с помощью специальных эвакуационных светильников и световых указателей.

#### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Согласно СНиП 23-05-95\* «Естественное и искусственное освещение» (СНиП 23-05-95\*).

##### **1) Источник возникновения фактора**

Низкая производительность осветительных приборов; световых проемов; светозащитных устройств; светофильтров.

##### **2) Воздействие фактора на организм человека**

Возникает зрительное утомление, боль в глазах, общая вялость, которые приводят к снижению внимания и возможности травмирования работника.

##### **3) Допустимые нормы**

Нормы освещенности  $E_{экс}$  и равномерности освещенности  $U_0$  в зоне зрительной работы независимо от плоскости нормирования (горизонтальной, вертикальной или наклонной), коэффициента пульсации освещенности  $K_p$ , объединенного показателя дискомфорта UGR и общего индекса цветопередачи  $R_a$  ИС для офисных помещений и вида зрительной работы приведены ниже (Рисунок 7.3).

Наименование помещения	$E_{\text{зр}}$ , лк	$U_o$ , не менее	$UGR$ , не более	$R_a$ , не менее	$K_{\text{п}}$ , %, не более
Пути движения и коридоры*	100**	0,40	28	40	-
Лестницы, эскалаторы, движущиеся тротуары	100		25	40	
Погрузочно-разгрузочные зоны	150				
* Необходимо дополнительное освещение выходов и входов и ограничение блескости для водителей и пешеходов.					
** Норма освещенности на уровне пола. Норму повышают до 150 лк при наличии движения.					

Рисунок 7.3 – Нормы освещенности офисных помещений

#### 4) Средства защиты

- резервное освещение: вид аварийного освещения для продолжения работы в случае отключения рабочего освещения;
- световод естественного света: устройство, направляющее естественный свет внутрь здания;
- световой указатель: знак безопасности с внутренней подсветкой;
- светодиод: источник света, основанный на испускании некогерентного излучения в видимом диапазоне длин волн при пропускании электрического тока через полупроводниковый диод.

### 7.4. Экологическая безопасность

Источником загрязнения атмосферы, гидросферы и литосферы являются батарейки и люминесцентные лампы.

Одна батарейка загрязняет тяжелыми металлами до 20 метров земли. Батарейки выделяют ртуть, кадмий, свинец, которые вызывают болезни от нервных расстройств до рака. Батарейки — это уникальное месторождение марганца, цинка, железа и графита.

Входящая в состав ЛЛ ртуть отличается широким спектром проявлений токсического действия на живые организмы и экосистемы в целом. Федеральный классификационный каталог отходов (ФККО)

определяет ртутьсодержащие отходы (PCO) производства и потребления как чрезвычайно опасные отходы (отходы I-го класса опасности).

Переработка бытовых батареек и аккумуляторов не только помогает сберечь природу и уменьшить выбросы тяжёлых металлов (кадмий, свинец, ртуть), но и позволяет получить соли металлов, графита и железа без использования первичных ресурсов.

Сдать люминесцентную лампу можно: — в специальные контейнеры при управляющей компании. Управляющие компании обязаны обеспечить сбор отработанных ламп в многоквартирных домах.

## **7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **Анализ возможных ЧС**

Причиной возникновения коротких замыканий является резкий рост в показателях силы тока, которые постепенно увеличиваются параллельно понижению сопротивления в электрических проводах. Высокий электрический ток является основой для создания критических температурных значений.

Перед использованием электрооборудования следует убедиться в его исправности и проводить плановые проверки на предмет исправности во избежание ЧС.

Курение необходимо осуществлять в строго отведенных для этого местах, не офисных помещениях. Использование табачных изделий разрешено только на расстоянии 15 м от мест большого скопления людей.

Нельзя проносить в здание легковоспламеняющиеся жидкости (бензин, ацетон и др.), а также ядовитые и отравляющие вещества, оказывающие токсическое воздействие на организм человека.

### **Наиболее типичная ЧС**

Пожар в помещении здания

Основными причинами являются:

- игнорирование основных правил пожарной безопасности;
- неисправность электрической проводки;
- возгорание электроприборов — неисправных, самодельных или оставленных без присмотра.

В ходе исследования социальной ответственности были проанализированы основные правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, были изучены основные факторы производственной безопасности, а также произведен расчет требуемого воздухообмена, который составил 122,5 м<sup>3</sup>/ч, а также кратность воздухообмена – 1,225, что является нормой. Были выделены рекомендации по защите экологической безопасности, а также проанализированы основные возможные ЧС и наиболее вероятная ЧС.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы были проанализированы и рекомендованы наиболее оптимальные технологии разработки пластов ПК<sub>13-22</sub>. В результате технико-экономической оценки была выбрана технология бурения горизонтальных скважин с автономными устройствами контроля притока. Для достижения цели был выполнен ряд задач:

- проведен литературный обзор всех доступных мировых и отечественных технологий по контролю конусов воды и газа, а также разработан схема определения пластов кандидатов для соответствующих технологий;
- были выделены и охарактеризованы основные параметры пласта и флюида, а также степени их влияния на скорость конусообразования и прорыва нежелательного флюида. Основными из которых были выделены мощность пласта, интервал перфорации и его положение относительно ВНК, разность плотностей фаз воды и нефти;
- был исследован ряд аналитических зависимостей и выбран наиболее оптимальный подход для оценки критических дебитов, а также времени прорыва нежелательного флюида, накопленной добычи нефти на момент прорыва конуса. С практической точки зрения наиболее верным оказалась корреляция Шаперона для критического дебита и Пападзакоса для времени прорыва конуса;
- на примере синтетических гидродинамических моделей пласта ПК<sub>18</sub> было рассчитано время прорыва воды и газа в скважину при различных предельных дебитах. Была подтверждена верность аналитических оценок для предельных дебитов от 10 до 100 м<sup>3</sup>/сут;
- на примере синтетической гидродинамической модели пласта ПК<sub>18</sub> был смоделирована конструкция горизонтальной скважины с АУКП, которая показала прирост в накопленных и экономических показателях.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

### Нормативные документы

1. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Изд-во стандартов, 1974. – 58 с.
2. ГОСТ 12.1.004. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 60 с.
3. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 59 с.
4. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – М.: Изд-во стандартов, 2001. – 62 с.
5. ГОСТ Р.22.005-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства индивидуальной защиты органов дыхания в чрезвычайных ситуациях. Противогазы гражданские фильтрующие. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 61 с.
6. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы», 2008. – 51 с.
7. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений», 2008. – 78 с.
8. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки», 2013. – 97 с.
9. СП 52.13330.2011 «Свод правил. Естественное и искусственное освещение», 2003. – 97 с.



## Опубликованная

1. Нестеров И.И., Бочкарев В.С., Брадучан Ю.В., Белоусова Н.А., Ильина В.И., Казаков А.М. – «Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины», ЗапСибНИИГНИ, 1991, 54 с.
2. Поушев А.В., Квеско Б.Б., Карпова Е.Г., Квеско А.Р. Методы повышения эффективности разработки водоплавающих нефтяных залежей // Известия Томского политехнического университета, 2011. Т. 319. № 1. С. – 156 – 161.
3. Салаватов Т.Ш., Мустафаев А.А., Гусейнова Д.Ф., Джафарова К.А. Анализ процесса конусообразования при разработке месторождений вертикальными и горизонтальными скважинами // Нефтепромысловое дело, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2013, С. 13 –17.
4. Abbas, H. H., Bass, D. M. The Critical Production Rate in Water-Coning Systems. Paper presented at the Society of Petroleum Engineers Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 10-11 March. – 1988. – p. 1 – 21.
5. Abdullah, A.O., Ahmed, M.M. Downhole separation technology // Petroleum Engineering Department, Faculty of Engineering and Architecture, University of Khartoum, 2015. – p. 1 – 14.
6. Al-Azmi, A., Al-Qattan, H., Al-Dousari, M., Al-Yaqout, T., Matar, K., Chawla, S., Gaur, R., Alwazzan, A., Khandelwal, N. An Effective Solution for Unwanted Water Production Obtained from Water Coning Mechanism: Field Application // International Petroleum Technology Conference. – Riyadh, Saudi Arabia, 21 – 23 February, 2022. – p. 1 – 9.
7. Al-Mudhafar, W. J., Wojtanowicz, A. K., Rao, D. N. Hybrid Process of Gas and Downhole Water Sink - Assisted Gravity Drainage (G&DWS-AGD) to

Enhance Oil Recovery in Reservoirs with Water Coning // Carbon Management Technology Conference. – Houston, Texas, USA, 17 – 20 July, 2017. – p. 1 – 13.

8. Anthony, E., Elaila, S., Al-Maqsseed, N., Areekat, M. Inverted ESP Changing the Game in Water Coning Control in Water Drive Reservoirs - North Kuwait Case Study // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio, Texas, USA, 9 – 11 October, 2017. – p. 1 – 16.

9. Ayeni, K. B. Empirical Modeling and Simulation of Edgewater Cusping and Coning. Unpublished PhD // Dissertation submitted to Graduate Studies of Texas A & M University, USA. 2008. – p. 1 – 19.

10. Bahadori, A. Determination of Well Placement and Breakthrough Time in Horizontal Wells for Homogeneous and Anisotropic Reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2010. – p. 196-202.

11. Bournazel, C. and Jeanson, B. Fast Water-Coning Evaluation Method. Society of Petroleum Engineers, SPE Paper 3628. 1971. – p. 1 – 12.

12. Bowlin, K.R., Chea, C.K., Wheeler, S.S., Waldo L.A. Field application of in-situ gravity segregation to remediate prior water coning // Society of Petroleum Engineers Western Regional meeting. – Long Beach, California, 25-27 Jun, 1997. – p. 1-16.

13. Caili, D., Qing, Y., Long, H., Qin, H., Ping, W., Feng, D., Fulin, Z. Study and Field Application of Inorganic Composite Blocking Agent with Ultra-low Density for Water Coning Control in High Temperature and High Salinity Fractured-vuggy Carbonate Reservoir // Technical Symposium and Exhibition. – Al-Khobar, Saudi Arabia, 15-18 May, 2011. – p. 12-15.

14. Chaney, P.E., Noble, M.D., Henson, W.L., Rise, T.D. How to perforate your well to prevent water and gas coning // Oil and Gas Jour. – 7 May, 1956. – p. 14-15.

15. Chaperon, I. Theoretical Study of Coning Toward Horizontal and Vertical Wells in Anisotropic Formations: Subcritical and Critical Rates // Society of Petroleum Engineers, SPE Paper 15377. 1986. – p. 1 – 12.

16. Ehlig-Economides, C.A., Chan, K.S., Spath, J.B. Production enhancement strategies for strong bottom water drive reservoirs // Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. – Denver, Colorado, USA 6-9 October, 1996, – p. 409-419.
17. El-Gogary, A.F., El-Masry, H.H., Kortam, M.M. and El-Rayek, H.R. Innovative water coning techniques for horizontal wells in isotropic reservoirs – successful case history from Belayim field // Society of Petroleum Engineers North Africa Technical Conference and Exhibition. – Cairo, Egypt, 14-16 September, 2015. – p. 1-10.
18. Fripp, M., Zhao, L., Least, B. The Theory of a Fluidic Diode Autonomous Inflow Control Device // SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition. – Manama, Bahrain, 28–30 October, 2013. – p. 1-17.
19. Gilman, J.R., Bowzer, J.L., Rothkopf, B.W. Application of short radius horizontal borehole in naturally fractured Yates field // Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering. 1995, – p. 10-15.
20. Guo, B. and Lee, R. L. A Simple Approach to Optimization of Completion Interval in Oil/Water Coning Systems. Paper presented at the Society of Petroleum Engineers Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 18-20 March, 1992. – p. 1-12.
21. Hamada, G.M., Al-Awad, M.N.J., Al-Blehed, M.S., Al-Saddique, M.A. Contribution of horizontal drilling technology in the development programs of Saudi oil fields // Engineering Journal of the University of Qatar. – 2001, – p. 45-60.
22. Hernandez, R., Vasquez, J. and Cancino, V. Successful Water-Shutoff Case Histories in a Naturally Fractured Carbonate Reservoir in Offshore Mexico Using an Organically Crosslinked Polymer System With a Modified Tail- in // SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 10-12 February, 2010. – p. 1-19.

23. Hoyland, L. A, Papatzacos, P. and Skjaeveland, S. M. Critical Rate for Water Coning: Correlation and Analytical Solution. Society of Petroleum Engineers, SPE 15855. – 1989. – p. 1-16.
24. Jin, L., Wojtanowicz, A.K. Minimum Produced Water From Oil Wells With Water-Coning Control and Water-Loop Installations // SPE Americas E&P Health, Safety, Security and Environmental Conference. – Houston, Texas, USA, 21 – 23 March, 2011. – p. 1-18.
25. Joshi, S.D. Cost/Benefits of horizontal wells // Society of Petroleum Engineers Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting. – Long Beach, California, USA, 19-24 May, 2003. – p. 1-9.
26. Joshi, S. D. Horizontal Well Technology. PennWell Books, Tulsa, Oklahoma, 1998, USA. – p. 1-11.
27. Jupriansyah, J. An Integrated Study of Water Coning Control with Downhole Water Sink Completion Approaches in Multilayered - Strong Water Drive Reservoir to Improve Oil Recovery // SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. – Mumbai, India, 9 – 11 April, 2019. – p. 1-12.
28. Kuo, C. T., DesBrisay, C. L. A. Simplified Method for Water Coning Predictions. Proceedings of the 58th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in San Francisco, USA, 5- 8 October. – 1983. – p. 1-15.
29. Lacy, S, Ding, W, Joshi, S.D. Horizontal well application and parameters for economic success // Second Latin American Petroleum Engineering Conference of the Society of Petroleum Engineers. – Caracas, Venezuela, 8-11 March, 1992. – p. 1-16.
30. Makinde, F. A., Adefidipe, O. A. and Craig, A. J. Water Coning in Horizontal Wells: Prediction of Post-Breakthrough Performance // International Journal of Engineering and Technology, 2011. – p. 173-185.
31. Meyer, H.I. and Gardner, A.O. Mechanics of Two Immiscible Fluids in Porous Media // Journal of Applied Physics, 25 November, 1954. – p. 1400.

32. Moawad, T. M, Al-Dhafeeri, A. M, Mohamed, T. I. Successful Applied Reservoir Management Tool-Kits in Offshore Khafji Field for Water Coning Problems // ARPN Journal of Science and Technology. Vol 3, №. 5, – p. 465-481.
33. Muscat, M., Wyckoff, R.D. An approximate Theory of Water-coning in Oil Production // Tulsa Meeting, October, 1934, p. 144-163.
34. Okon, A. N., Appah, D. and Akpabio, J. U. Water Coning Prediction Review and Control: Developing an Integrated Approach. Journal of Scientific Research and Reports, 2017. p. 1-24.
35. Ozkan, E. and Raghavan, R.A. A Breakthrough Time Correlation for Coning toward Horizontal Wells. Paper presented at the Society of Petroleum Engineers Europeans Conference held in The Hague, Netherlands, 22-24 October, 1990. – p. 261-298.
36. Papatzacos, P., Herring, T.R., Martinsen, R.M., Skjaeveland, S.M. Cone Breakthrough Time for Horizontal Wells // SPE Res Eng 6, 9 October, 1991. – p. 311-318.
37. Recham, R., Osisanya, S. O., Touami, M. Effect of Water Coning on the Performance of Vertical and Horizontal Wells – A Reservoir Simulation Study of HassiR'melField, Algeria. Paper presented at Society of Petroleum Engineers/Petroleum Society of Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum International Conference on Horizontal Well Technology held in Calgary, Alberta, Canada, 6-8 November, 2000. – p. 323-367.
38. Riazi, M., Banaki, R., Malayeri, M. R., Salmanpour, S. Simulation of Gel Injection, Oil Barrier and DWS Methods in Water Coning Prevention in a Conventional and Tight Reservoir // 22nd World Petroleum Congress. – Istanbul, Turkey, 9 – 13 July, 2017. – p. 1-9.
39. Shirman, E. I., Wojtanowicz, A. K. Water Coning Reversal using Downhole Water Sink Theory and Experimental Study // Paper presented at 72nd Annual Technical Conference and Exhibition of Society of Petroleum Engineers held at San Antonio, Texas. 5-8 October. 1997. – p. 1-41.

40. Shirman, E.I., Wojtanowicz, A.K. More oil with less water using downhole water sink technology: A feasibility study // Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans, Louisiana, 27-30 October, 1998. – p. 1-21.
41. Sleptsov, D., Ishimov, I., Golovatskiy, Y., Mezhnova, N. Implementation the Multilateral Wells With ICDs for Development of Formations With High Viscosity Oil and Underlying Water Zone // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, Russia, 22 – 24 October, 2019. – p. 1-16.
42. Sobocinski, D. P. and Cornelius, A. J. A Correlation for Predicting Water Coning Time. Journal of Petroleum Technology, March, 1965. – p. 594-600.
43. Sparlin, D.D. An Evaluation of Polyacrylamides for Reducing Water Production. – Jour. Pet. Tech, August, 1976, – p. 9.
44. Swisher, M.D., Wojtanowicz, A.K. New dual completion method eliminates bottomhole water coning // Society of Petroleum Engineers Annual Conference and Exhibition. – Dallas, Texas, 22-25 October, 1995. – p. 343-500.
45. Tu, X., Peng, D. L., Chen, Z. Research and Field Application of Water Coning Control with Production Balanced Method in Bottom-Water Reservoir. Society of Petroleum Engineers Middle East Oil and Gas Show and Conference held in Manama, Bahrain, 11-14 March. 2007. – p. 35-78.
46. Vasquez, J. and Santin, Y. Organically Crosslinked Polymer Sealant for Near-Wellbore Applications and Casing Integrity Issues: Successful Wellbore Interventions // SPE North Africa Technical Conference and Exhibition, Cairo, Egypt, 14-16 September, 2015. – p. 85-106.
47. Wheatley, M. J. An Approximate Theory of Oil/Water Coning // Paper presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Las Vegas, USA, 22-25 September. – 1989. – p. 34-86.
48. Wibowo, W., Permadi, P., Mardisewojo, P., Sukamo, P. Behaviour of Water Cresting and Production Performance of Horizontal Well in Bottom Water Drive Reservoir: A Scaled Model Study // Paper presented at Society of Petroleum

Engineers Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management held in Kuala Lumpur, Malaysia, 29-30 March, 2015. – p. 33-89.

49. Wojtanowicz, A.K. Downhole water sink technology for water coning control wells // Craft and Hawkins Department of Petroleum Engineering. – Louisiana State University, 2006. – p. 90-150.

50. Yang, G., He, L., Feng, L., Yong, Z., Bo, Y., Haoyu, L. Application of DOWS (Downhole Oil Water Separation) Technology Used in High Water-Cut Oilfield // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – Nusa Dua, Bali, Indonesia, 20 October, 2015. – p. 8.

### **Фондовые**

**1.** Харампурское месторождение полезных ископаемых [Электронный ресурс] / autogear.ru – Официальный сайт, 2018. URL: <https://autogear.ru/article/367/367/harampurskoe-mestorojdenie-poleznyih-iskopaemyih/>, Дата обращения: 13.04.2022.

**2.** Харампурское нефтегазоконденсатное месторождение [Электронный ресурс] / Neftegaz.ru – Официальный сайт, 2018. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142476-kharampurskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie/>, Дата обращения: 13.04.2022.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

	<i>Метод контроля</i>	<i>Особенности заканчивания скважин</i>	<i>Преимущества</i>	<i>Ограничения</i>	<i>Пласты кандидаты</i>
1	<b>Добыча ниже критического дебита</b>	-	Низкая обводненность; Больше времени до достижения прорыва.	Потенциальный дебит неэкономичен.	Водонапорные резервуары с активным и неактивным водоносным горизонтом.
2	<b>Оптимизация длины перфорации</b>	Интервал перфорации располагается на заданном расстоянии от ВНК	Отложенное время прорыва. Дебит нефти может быть немного выше критического	Ограничивается толщиной нефтяного столба пласта.	Традиционные коллекторы с тонкой нефтяной оторочкой
3	<b>Степень проникновения скважины в пласт</b>	Интервал перфорации на всю нефтяную толщу	Дебит нефти будет выше критического дебита. Отложенное время прорыва.	Высота нефтяного столба или зоны является определяющим фактором	коллекторы с тонкой оторочкой; особенно с неактивным водоносным горизонтом
4	<b>Гелевая обработка скважин</b>	Закачка полимеров или гелей для создания барьера между нефтяной и водной зонами	Отсроченное время прорыва и снижение обводненности	Возможность закупорки связности пор пласта, нарушение потока флюида.	водонапорные резервуары с неактивным и активным водоносным горизонтом
5	<b>Горизонтальные скважины</b>	Бурение горизонтальной скважины в нефтяную зону	Замедленное время прорыва и высокий потенциал нефтеотдачи.	Технология бурения. Он дороже своего обычного аналога.	Традиционные и маломощные коллекторы
6	<b>DOWS (Технология забойной нефтегазовой сепарации)</b>	Комплектация с установленным гидроциклоном и насосами для отделения воды от нефтяной смеси	Добыча безводной нефти на поверхности, сокращение водоподготовки на поверхности и т. д.	Затруднено требование минимального размера корпуса	Традиционные коллекторы с тонким нефтяным столбом как со слабым, так и с активным водоносным горизонтом
7	<b>DWS (Технология забойного водоотвода)</b>	Двойной тип заканчивания; выше и ниже водонефтяного контакта (ВНК)	Увеличение критического дебита Малая обводненность Задержка времени прорыва	Большее энергопотребление и высокая стоимость подъема продукции. Высокие капитальные затраты	Обычный резервуар с большим активным водоносным горизонтом
8	<b>DWL (Технология с циклическим отбором закачки воды)</b>	Тройной тип заканчивания; один выше водонефтяного контакта и два ниже ВНК	Повышение критического дебита и низкая обводненность с увеличенным временем прорыва;	Из-за сложности и динамики водосброса требуется тщательное проектирование производственной системы; Ограничен мощностью водоносного горизонта; Высокие капитальные затраты	Слабые (бездействующие) коллекторы с подстилающим водоносным горизонтом
9	<b>THDWL</b>	Четвертной тип заканчивания; один выше ВНК для добычи нефти и три ниже	Меньшая или низкая обводненность по сравнению с DWS и DWL	Очень высокие капитальные затраты, чем метод заканчивания DWS и DWL	водоносные пласты со слабым и активным водоносным горизонтом.
10	<b>Интеллектуальные системы заканчивания (с УКП и АУКП)</b>	В комплекте с установленными клапанами контроля притока (ICV), датчиками, манометрами и т.д.	Мониторинг, регулирование и измерение параметров коллектора и флюида Повышение продуктивности пласта	Высокие капитальные затраты ICV. Надежность забойных клапанов и датчиков являются важными факторами для мониторинга и контроля.	традиционные и маломощные коллекторы с высокими извлекаемыми запасами.



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б


### *Критерии выбора скважин кандидатов для использования AICD*

<b>Характеристики пласта</b>		<b>Описание</b>
1	Неоднородность пласта	При гомогенном строении пласта шанс успешного применения АУКП выше, чем при «слепой» схеме заканчивания в гетерогенных условиях. Рекомендуется проводить более детальный анализ данных историй добычи, испытаний скважин, LWD, MWD, а также данные по соседним скважинам для лучшего понимания неоднородности
2	Пластовое давление	Необходимо достаточное пластовое давление, учитывающее дополнительный перепад давления на АУКП для более экономически эффективной эксплуатации. AICD могут быть установлены в среде с низким давлением, и с точки зрения функциональности технологии ограничений нет.
3	Высоко проницаемые зоны, естественные трещины	Наличие таких зон или трещин будет способствовать к высокому риску раннего прорыва воды или газа. Такие зоны или трещины рекомендуется выявлять с помощью FMI, LWD, MWD, кавернометрии, данных соседних скважин, глубине поглощения бурового раствора.
4	Свойства флюида	Поскольку производительность AICD зависит от свойств флюида, очень важно иметь точную характеристику флюида, такую как данные PVT и данные относительной проницаемости, которые представляют свойства скважинного флюида-кандидата.
5	Коэффициент продуктивности	АУКП создает дополнительный перепад давления и снижает тем самым PI, следовательно, рекомендуется выбирать скважину со средним или высоким PI, чтобы скважина могла работать экономично дольше.
6	Наличие газовой шапки	Если растворенный газ высвобождается ниже по потоку от AICD, то AICD будет неэффективен для снижения газового фактора скважины. Определение происхождения газа чрезвычайно важно.
<b>Характеристики скважины</b>		<b>Описание</b>
1	Интервал добычи	Наиболее подходящими являются скважины с достаточной продуктивной длиной, чтобы компенсировать потери добычи из этих зон и не создавать больших депрессий в других зонах. Скважина с одной зоной перфорации или высокая добыча воды или газа, то она не является идеальным кандидатом для применения AICD.
2	Зоны скважин	Важно знать вклад потока в скважину, чтобы понять, в какой области скважины образуется нежелательный флюид, а в какой области добывается нефть – это жизненно важно при проектировании заканчивания AICD для скважины.
3	Заканчивание	Важно иметь достаточную изоляцию зон между основной обсадной колонной/хвостовиком и открытым стволом, в противном случае возникнет затрубный поток, который не позволит установить AICD с зональной изоляцией внутри основной обсадной колонны/хвостовика.

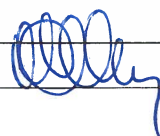
Приложение В  
(справочное)

**Optimization of the basic system for the development of a field with  
a high risk of water coning (on the example of Neocomian  
formations PK 13-22)**


Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ01	Ким Вячеслав Владиславович		09.06.22

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Чернова О. С.	Д.г.-м.н.		09.06.22

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макаровских А. В.	-		09.06.22

## **OVERVIEW OF BEST AVAILABLE CONTROL TECHNOLOGIES**

Today, there are less and less easily recoverable reserves in Russia and more and more attention is paid to reserves that require a special technological approach. That is why many oil companies in Russia are increasingly developing hard-to-recover reserves, which also include oil rims. These are the thin oil portions of the reservoir compared to the size of the larger gas cap and underlying water, which are responsible for the early breakthroughs of both gas and water, respectively. To date, the development and implementation of new technologies is a big step towards the use of previously unprofitable assets. To plan and select the optimal technology, it is necessary to study and analyze the existing Russian and foreign experience in applying various technologies in order to increase economic profitability and reduce early water production of wells in fields with a high risk of water coning.

In the work, Sleptsov, in order to reduce the influence of cones, designed a multilateral well specifically for the development of productive intervals of the Bobrikov horizon in the Volga-Ural region of Russia. Each of the three wellbores was equipped with an ICD to isolate each individual wellbore in the case of a blowout. The main advantages of using this technology are a reduction in the number of required wells, a reduction in capital costs for drilling and construction of surface architecture, an increase in sweep efficiency, the ability to selectively isolate a water-fill horizontal wellbore, and the ability to equalize the fluid inflow profile along the wellbore. The well design scheme is presented below (Figure 1.1). The proposed multilateral well for the development of high- viscosity oil fields with underlying water can be recommended for formations with similar development problems (viscous oil and water coning from underlying zone).

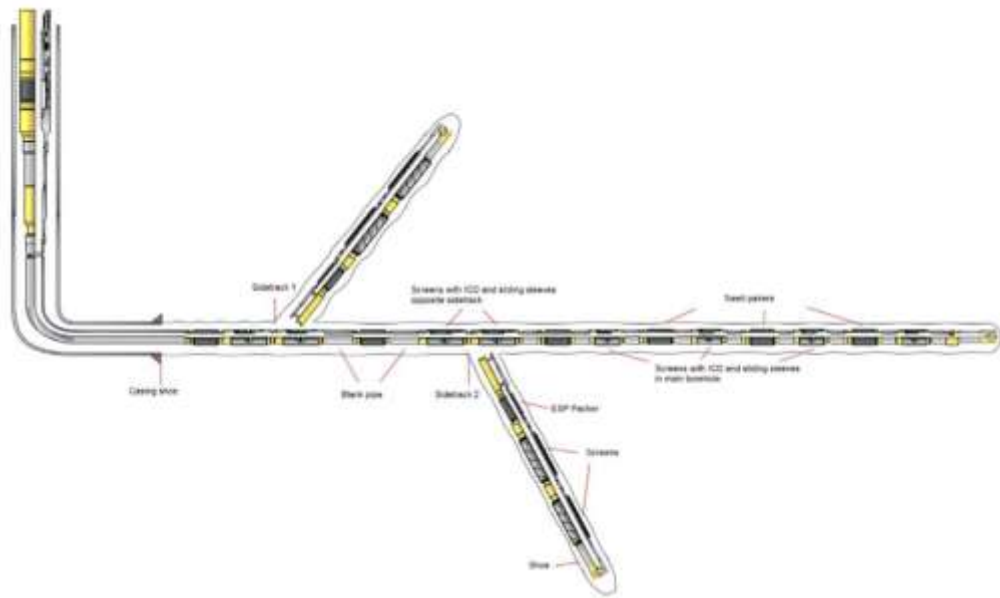


Figure 1.1 – Multilateral well design (Sleptsov, 2019)

To evaluate the efficiency of this well, it's cumulated flow performance was simulated in comparison with a well equipped with screens.

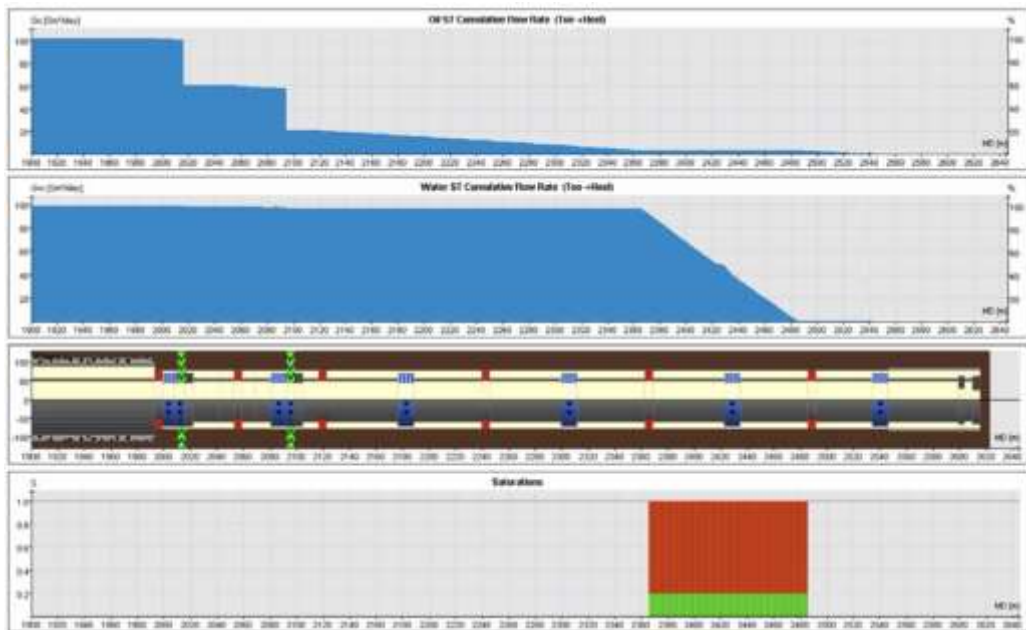


Figure 1.2 - Simulation of a water cone breakthrough (Sleptsov, 2019)



Figure 1.3 - Simulation of a water cone breakthrough with a well equipped with a screen (Sleptsov, 2019)

A preliminary assessment of the use of these technologies will give 110% more cumulative oil production and give an economically justified flow rate (Sleptsov, 2019).

Another example was considered by Riazi on the example of simulation models, where a study was made of technologies for injection of a gel barrier, an oil barrier and DWS technology. The results were carried out for a standard and a complex reservoir types. The results showed that the gel barrier was the most effective in the case of a reservoir with complex geology, and in the case of a standard reservoir, the DWS technology turned out to be the best. In the tight reservoir DWS and Oil barrier are limited by bottom-hole pressure needed to provide high water productions and injection flow rate, respectively. By choosing the right polymer and injecting scenarios, gel injection method can be used with high enough diffusivity to be effective in a tight reservoir.

Graphs of cumulative water production versus time are presented below (Figures 1.4 and 1.5) (Riazi, 2017).

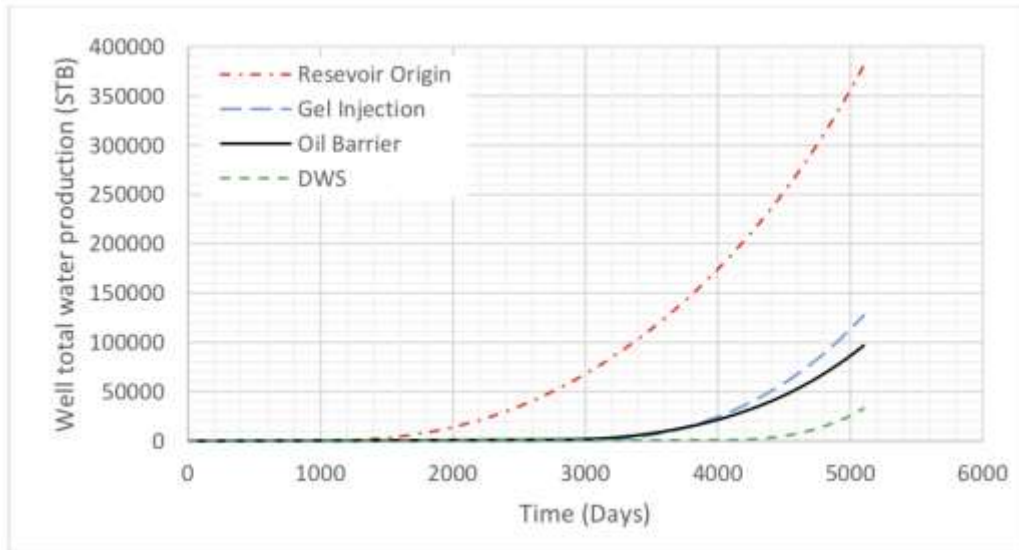


Figure 1.4 – Cumulative water production versus time for a standard reservoir (Riazi, 2017)

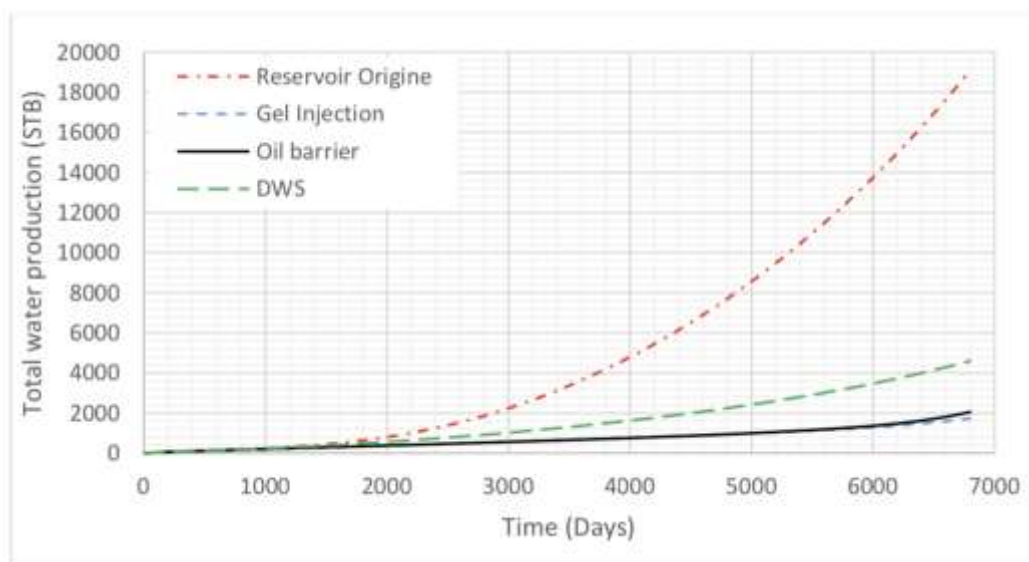


Figure 1.5 – Cumulative water production versus time for a complex reservoir (Riazi, 2017)

Jin and Wojtanowicz from Louisiana State University reviewed and proved the advantage of using DWL technology over DWS.

When evaluating the economic profitability, drilling vertical wells is impractical in thin oil-saturated zones due to the rapid breakthrough of water. A feature of the DWL technology is the presence of a triple completion and

recirculation of water into the aquifer. It is proposed to be used in fields with a high cost of water, an unfavorable coefficient of mobility and a high injectivity of the underlying aquifers. A DWL well exemplifies an effective environmental-control technology, by meeting the ECT definition, objectives, characteristics and methodology. The DWL technique can improve oil production while protecting environment by reducing water cut in produced oil, keeping the water in-situ, and maintaining reservoir pressure. Injectivity decline can be delayed, but cannot be eliminated even by injecting clean treated water. The productivity-advantage of DWL (upstream performance) is that, it saves the cost of water lifting – comparing to DWS, and reduces water cut - comparing to conventional well.

The layout of this technology is presented below (Figure 1.6).

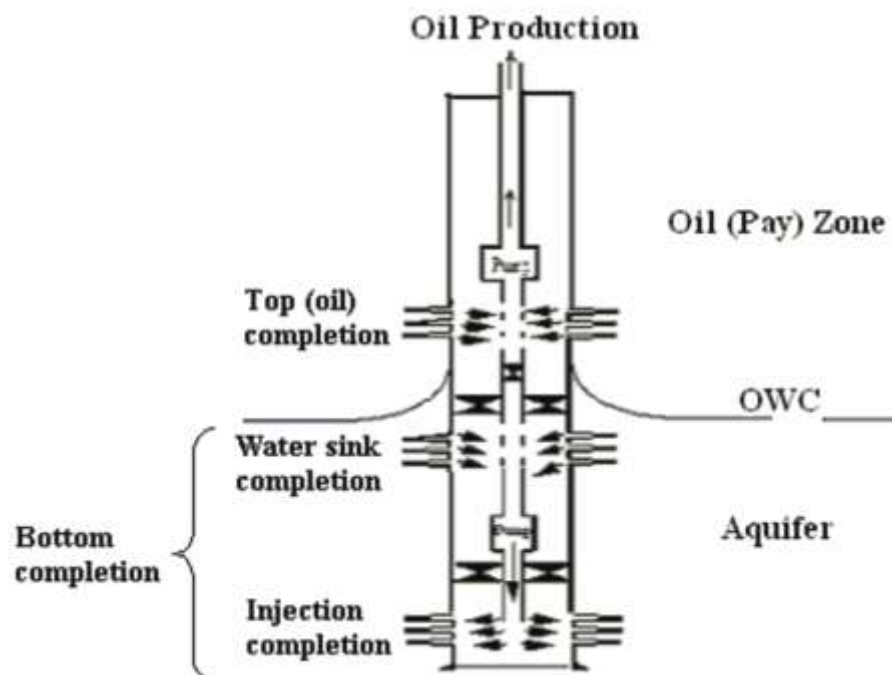


Figure 1.6—DWL Completion Scheme (Jin, 2011)

As you can see, the use of DWL technology from an economic point of view loses to DWS in the early stages, but in the long run it is more cost-effective and efficient. The net present value versus time graph is shown below (Figure 1.7) (Jin, 2011).

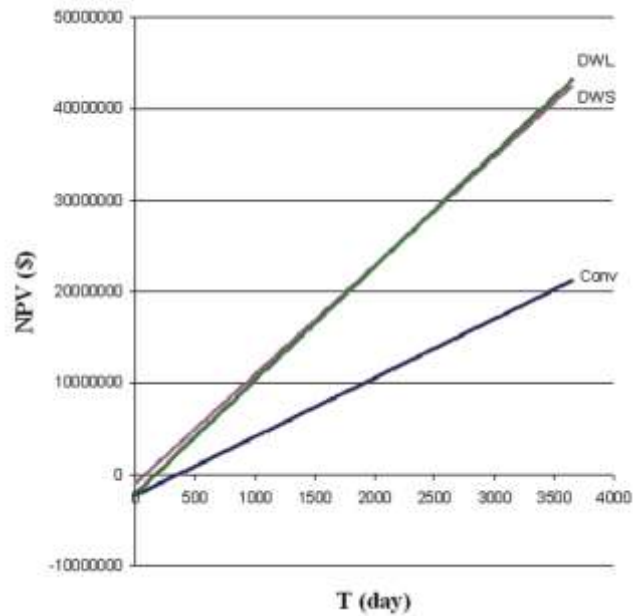


Figure 1.7 - Dependence of NPV on time

Halliburton specialists Al-Azmi, Al-Qattan and others have proven that the implementation of a barrier system between the aquifer and oil has a significant effect. The systems are polymer sealants (CPS), which are an organically cross-linked polymer that is temperature activated to seal the target interval. CPS is also used in the form of P-CPS particles, combining the CPS system with non-cementing particles to control possible leaks, to ensure that the sealant does not penetrate deep into the tank. As a result of the use of CPS and P-CPS technology in the example of a field in Kuwait, water cut decreased by 100%, while oil production increased by 752% to 2363 barrels per day. Production data from the implementation of this technology showed good performance in 8 out of 10 wells in the Umm Gudair field (Figure 1.8). In the figure below, wells UG-E, UG-F, and UG-I saw oil gains of over 1,900 bpd. In wells UG-D and UG-G, it was assumed that the perforation interval below the water contact level was incorrectly determined and, as a result, there was no positive effect from the introduction (Al-Azmi, 2022). The implemented water conformance project proved to be a successful technique to treat water coning and the rising level of WOC in the Umm Ghudair field. The ability of CPS to deeply penetrate the formation and P-CPS to



seal the perforation intervals resulted in noticeable drops in water cut for most of the wells and significant rises in oil recovery.

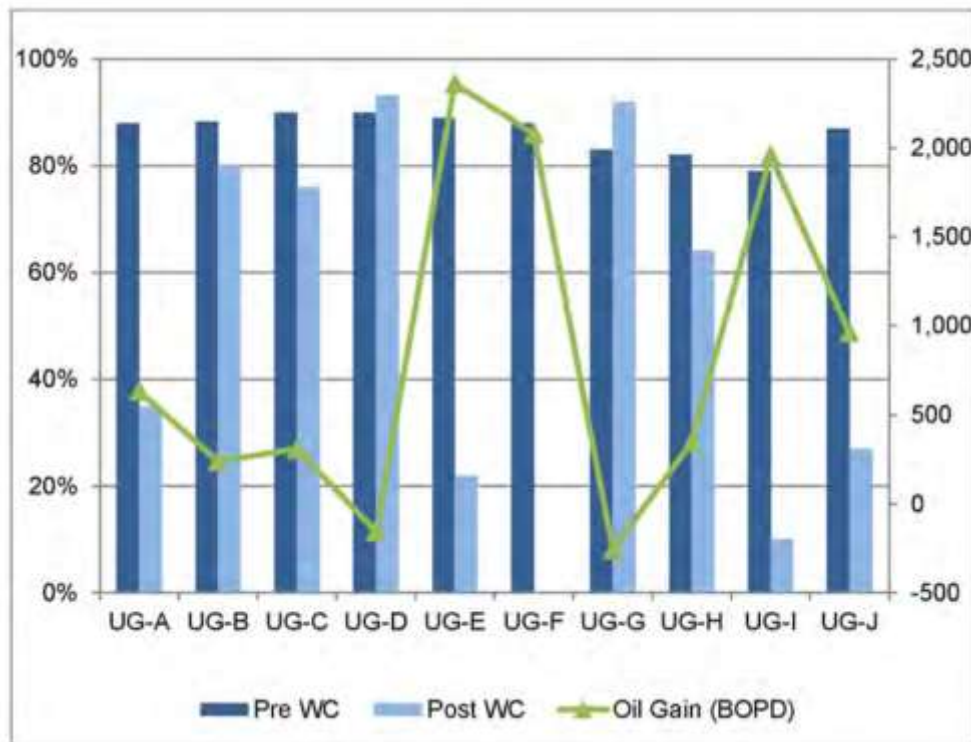


Figure 1.8 - Water cut and oil production increment before and after CPS implementation technology (Al-Azmi, 2022)

Jupriansyah from India presented the DWS technology using the example of calculations in a simulator. The simulation includes a multilayer object (Figure 1.9). Down-hole water sink (DWS) is an effective technique to control water coning phenomenon in an oil well with bottom water drive mechanism. DWS is a dual completion design innovation with a packer for partitioning oil and water zone. A short string is set for producing oil while longer string is destined for water production zone. As a result of a decent DWS implementation, water-free oil will be produced on water production tubing and oil-free water will be produced on oil production tubing. The main principle of DWS is to create a stable pressure drawdown in oil and water zone so that a stable oil-water contact is formed. The results of the study are displayed below (Figure 1.10). Over the five years of production, the oil production rate is constant at 120 barrels per day, which implies no intervention to water the oil production. The oil flow rate is also constant and

takes a value of 285 barrels per day. The cumulative oil production was 322,116 barrels, and the oil recovery factor was 13% (Jupriansyah, 2019).

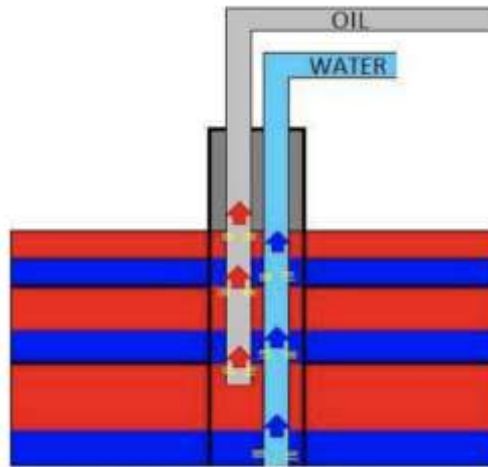


Figure 1.9 – Simulation of DWS technology in a multilayer object (Jupriansyah, 2019)

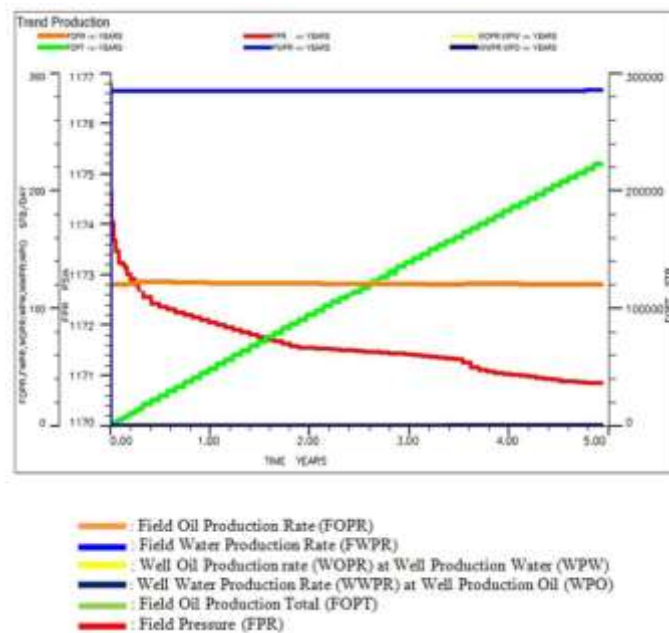


Figure 1.10 – Well production profile with DWS system (Jupriansyah, 2019)

Baker Hughes specialists Anthony, Elaila and others came up with the idea of using inverted ESP as a method to prevent water coning. Initially, a conventional ESP with a Y-tool was used, but subsequently a reverse ESP was used, which eliminated the limitations of the standard option. The main essence of

the process is to create a drawdown just below the OWC, slightly exceeding the drawdown in the interval of the oil area. As a result, using this system, it was possible to achieve significantly higher oil rates above the critical value of coning. Below is an example of the response of oil flow into the perforation interval before and after the ESP is turned on (Figure 1.11). During the start of the ESP, there is a decrease in water cut from 38 to 14%, which indicates an immediate stop in the development of coning (Anthony, 2017).

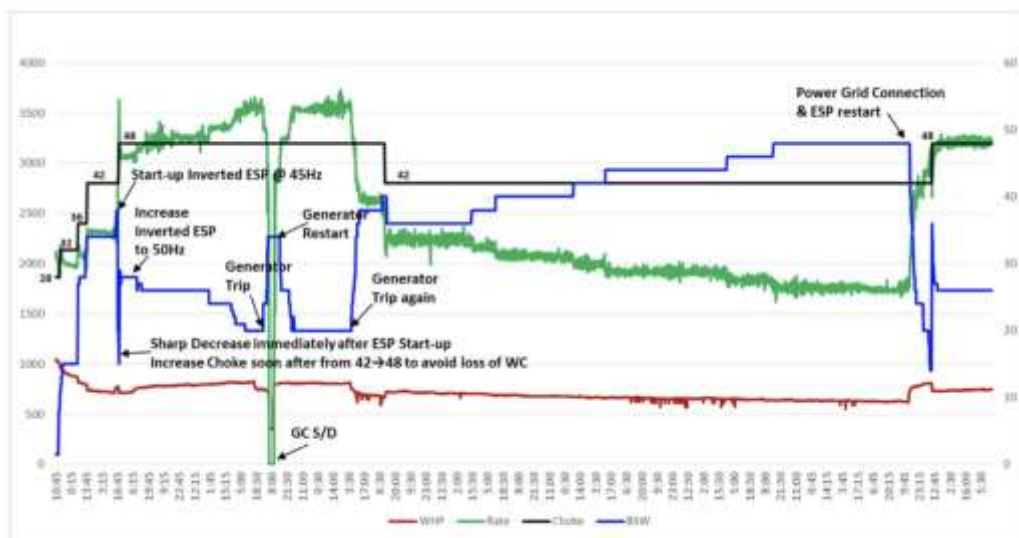


Figure 1.11—Production and water cut profiles before and after inverted ESP start (Anthony, 2017)

Al-Mudhafar, Wojtanowicz and others from Louisiana State University have proposed and modeled a hybrid system of DWS technology and carbon dioxide injection. The general scheme is presented below (Figure 1.12).

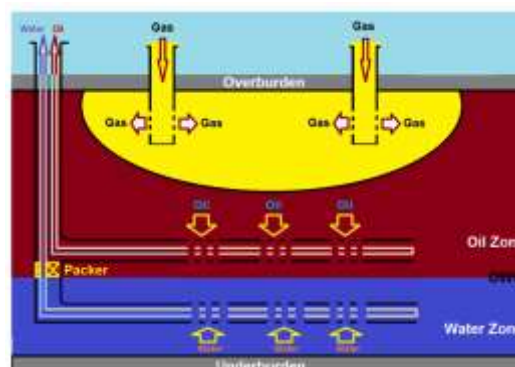


Figure 1.12—Scheme of hybrid technology DWS and CO<sub>2</sub> injection (Al-Mudhafar, 2017)

The result of modeling for 10 years on the example of the South Rumaila field in Iraq showed a very low water cut, improved gas injectivity and high oil recovery. As a result, 4.624 billion barrels of oil were produced with near zero water cut, which was 55.1 million barrels more than the cumulative oil production compared to using only the CO<sub>2</sub> injection process without DWS (Al-Mudhafar, 2017).

Research on the polymer method of isolating an aquifer from an oil-bearing horizon was also carried out by a Caili specialist using the example of a horizontal well in the Weizhou offshore field. Hydrolyzed polyacrylamide and formaldehyde resin, which was injected into the oil-water boundary zone, were used as gelling agents. As a result, the treatment resulted in oil gain of 16.3~27.4 tons/day and a decrease in average water cut by 6%~9% one year after treatment. The injection process is shown below (Figure 1.13) (Caili, 2011).

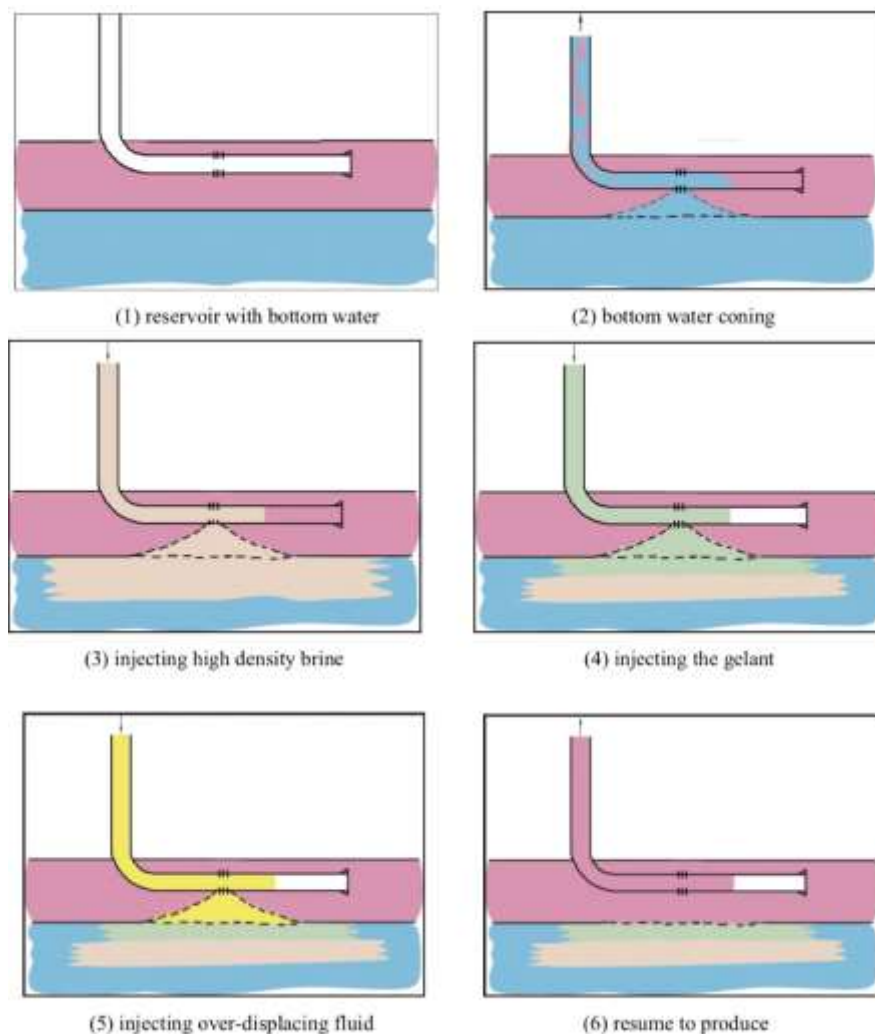


Figure 1.13 - Polymer barrier creation scheme (Caili, 2011)

The effectiveness of the application of the technology of inflow control devices was clearly demonstrated by the specialists of the Beijing University of Petroleum Cao, Wu and others as a result of the simulation of 4 cases. The first case under consideration included a completion design without an ICD. The second completion is equipped with a stinger, and the third and fourth with the ICD according to the traditional and proposed technology, respectively. The saturation distribution for a horizontal well near the OWC is presented below (Figure 1.14).

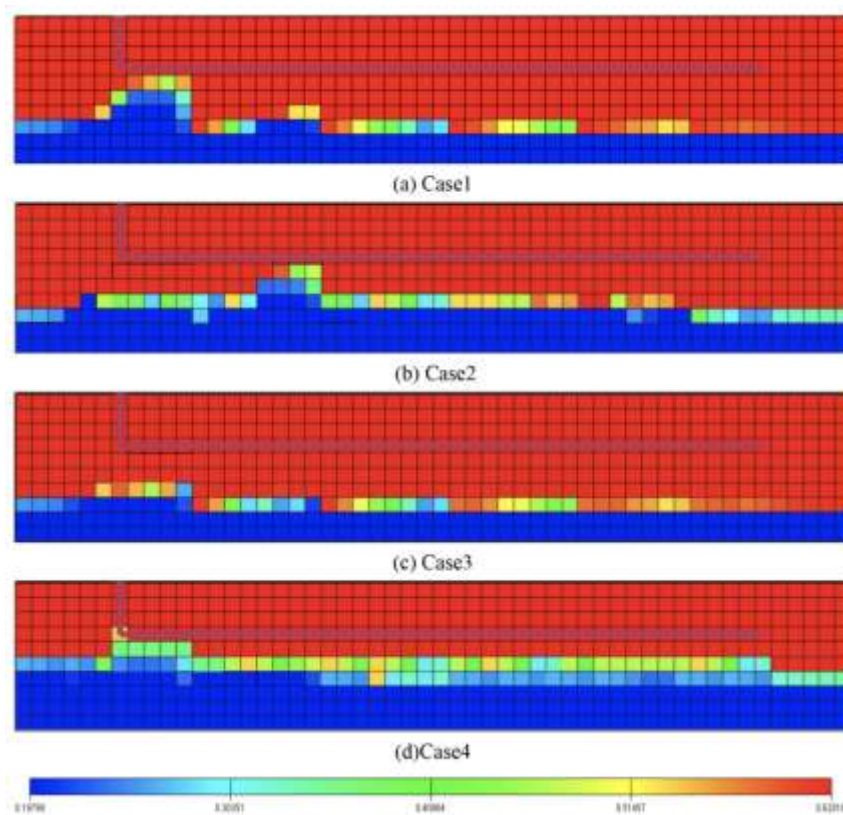


Figure 1.14 - Saturation distribution (Cao, 2016)

The fourth case, unlike the third, is aimed at obtaining the maximum cumulative oil production before water breakthrough and remains in operation even at 80% water cut.

As a result of the study, it turned out that in terms of maintaining low water cut, the third option wins, however, on the other hand, it loses to the fourth case in

terms of cumulative oil production and economic parameters (Figure 1.15 and 1.16) (Cao, 2016).

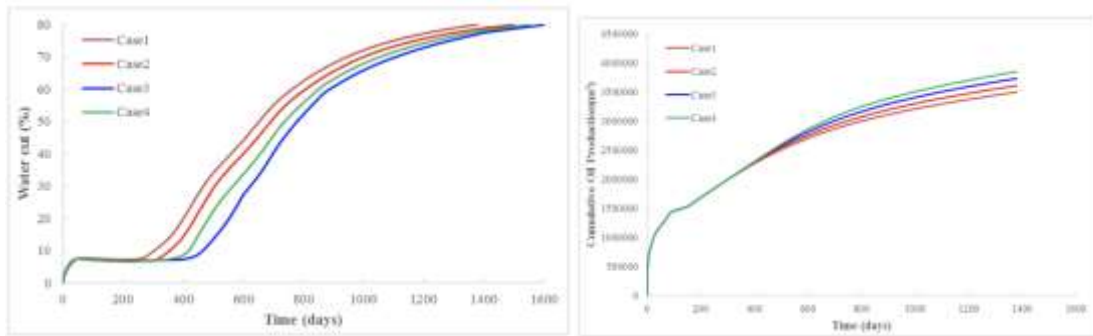


Figure 1.15 – Water cut and cumulative oil production versus time for four cases (Cao, 2016)

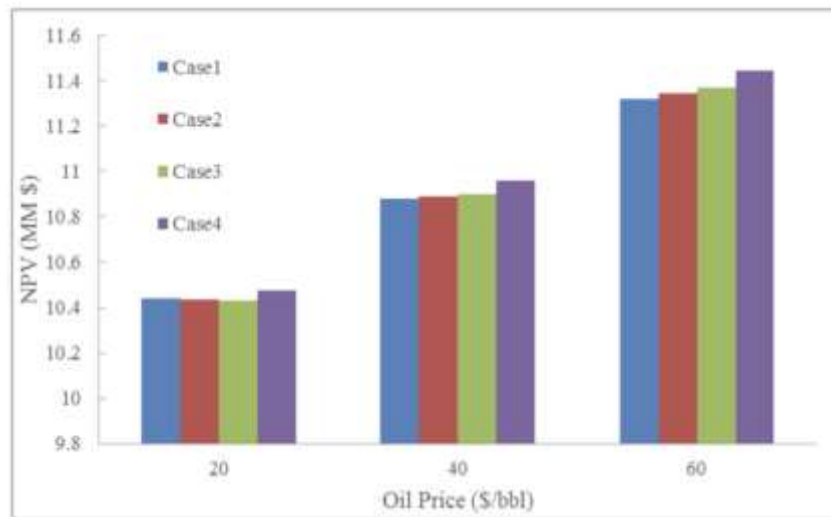


Figure 1.16 - Economic performance parameters depending on the cost of oil and 4 cases (Cao, 2016)

Water breakthrough indeed happens at the heel of the horizontal well without any controlling water strategies. Besides, stinger completion is proven to be able to delay water breakthrough for about fifty days. Moreover, ICDs technology shows better effectiveness of controlling water and also improves more oil production. More importantly, with the comparison of cumulative oil production and net present value, the novel ICDs design philosophy presented gains an advantage over the conventional one, especially in a low oil price.