

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий  
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

Камшыгер Ерасыл Саятұлы

«Исследование и обоснование применимости полимерного заводнения в  
условиях высокой температуры и минерализации пластовых вод»

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Специальность 5В072100 – Химическая технология органических веществ

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К.И. Сатпаева

Институт химических и биологических технологий  
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»

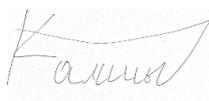
**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой  
«Химическая и  
биохимическая инженерия»  
Ph.D., ассоциированный профессор  
 Х.С. Рафикова  
«18» мая 2021 г.

## ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

на тему: «Исследование и обоснование применимости полимерного заводнения  
в условиях высокой температуры и минерализации пластовых вод»

по специальности 5В072100 – Химическая технология органических веществ

Выполнил



Е. С. Камшыгер

Научный руководитель



Ph.D., ассоциированный  
профессор Х. С. Рафикова

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический  
университет имени К.И.Сатпаева

Институт химических и биологических технологий  
Кафедра «Химическая и биохимическая инженерия»  
5B072100 – «Химическая технология органических веществ»

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой Химическая и  
биохимическая инженерия

PhD



Рафикова Х.С.

*подпись*

*Ф.И.О.*

“7” декабря 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение дипломной работы**

Обучающемуся Камшыгер Ерасыл Саятулы  
(*Ф.И.О. обучающегося*)

Тема: Исследование и обоснование применимости полимерного заводнения в условиях  
высокой температуры и минерализации пластовых вод

(*тема дипломной работы*)

Утверждена приказом Ректора Университета №2131-б от "24" 11.2020г.

Срок сдачи законченной работы

"16" мая 2021г.

Исходные данные к дипломной работе: геолого-промысловые данные и  
реологии полимерного раствора в пластовых условиях месторождения Узень,  
отечественные и зарубежные публикаций.

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Литературный обзор мировых проектов полимерного заводнения
- б) Анализ геолого-физико-химическим характеристик объекта разработки
- в) Анализ наземного обустройство и оборудование
- г) Выбор потенциальных объектов воздействия
- д) Анализ технико-экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):  
*представлены 18 слайдов презентации работы*

Рекомендуемая основная литература: из 59 наименований – Силин М.А. Публичный  
аналитический доклад по направлению научно-технологического развития «Новые  
технологии добычи и использования углеводородного сырья». – М.: Национальный  
институт нефти и газа, 2014. – 452 с.

## ГРАФИК

### подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Литературный обзор мировых проектов полимерного заводнения	29.01.2021г	Сбор и систематизация теоретического материала и статистической информации по исследуемой проблеме
Анализ геолого-физико-химическим характеристик объекта разработки	22.02.2021г	Анализ и скрининг по геолого-физическим характеристикам объектов воздействия, физико-химические характеристики агентов воздействия, качество воды, применяемое при воздействии и источник водоснабжения
Анализ наземного обустройство и оборудование	06.03.2021г	Обзор примененных проектов и мероприятий по миру, выбор технологической системы и оборудования.
Выбор потенциальных объектов воздействия	29.03.2021г	Скрининг объектов по геолого-физическим характеристикам и текущему состоянию разработки
Анализ технико-экономической эффективности	23.04.2021г	Предварительная технико-экономическая оценка применимости

### Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Нормоконтролер	А.Т. Хабиев, PhD доктор, ассоц. профессор	15.05.21	

Научный руководитель \_\_\_\_\_

  
Подпись

Рафикова Х.С.  
Ф.И.О.

Задание принял к исполнению обучающийся \_\_\_\_\_

  
подпись

Камшыгер Е.С.  
Ф.И.О.

## АНДАТПА

Бұл дипломдық жұмыс 46 беттен, 19 сурет және 10 кестеден, 59 дереккөзден тұрады.

*Түйінді сөздер:* полимер, мұнай беру, су мөлшері

*Дипломдық жұмыстың мақсаты:* "ӨМГ" ААҚ Өзен кен орнындағы жоғары температура мен тұздылық жағдайында мұнай қабатындағы полимерлі суландыру технологиясын енгізудің қолданылуын талдау және негіздеу.

*Қолданылатын әдістер:* геологиялық және өндірістік деректерді талдау, отандық және шетелдік басылымдардың әдебиеттеріне шолу, қабат жағдайындағы полимер ерітінділерінің реологиясын талдау.

Бұл дипломдық жұмыста халықаралық тәжірибе бойынша әдебиеттерге шолу; Өзен және Қарамандыбас мұнай кен орындарының геологиялық-физикалық сипаттамаларына талдау; полимерлік суландыру технологиясының қолданылу скринингі; оны қолданудың (енгізудің) техникалық-экономикалық негіздемесі; енгізудің техникалық-экономикалық есептері жүргізілді.

Бұл жұмыстың экономикалық маңыздылығы "ӨМГ" ААҚ кен орнындағы пилоттық жобаның алдын ала есептеулерінен тұрады. Пилоттық жоба кезеңінде, егер іске асыру тәсілін дұрыс ойласақ, техникалық жағынан да, экономикалық тұрғыдан да оң нәтижелерге қол жеткізуге болады.

Жұмыстың алынған нәтижелері және оларды практикалық қолдану: ең тиімді масштабтағы ингибиторды оңтайлы мөлшерде және оны дұрыс қолдану кезінде тұздың түзілуін едәуір төмендетуі мүмкін екендігі анықталды.

*Жұмыстың алынған нәтижелері және оларды практикалық қолдану:* полимер ерітіндісінің тұрақтылығын арттыру және қондырғының жылдамдығын арттыру үшін полиакриламидті қоюландырғыш және герметикалық оттегі қорғаныс жүйесі бар жабдық ретінде пайдалану ұсынылады. Өзірленген тиімді қолдану критерийлеріне сәйкес 5 көкжиегі таңдалды. 1а және 4А жоғары сулы пайдалану ұңғымаларын қайта айдау ұсынылады.

## АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа содержит 46 страниц, 19 рисунка и 10 таблицы, 59 источников.

*Ключевые слова:* полимер, нефтеотдача, обводненность

*Цель дипломной работы:* анализ применимости и обоснование внедрения технологии полимерного заводнения на нефтяной залежи в условиях высокой температуры и минерализации пластовых вод в месторождение Узень, АО «ОМГ».

*Использованные методы:* анализ геолого-промысловых данных, литературный обзор отечественных и зарубежных публикаций, анализ реологии полимерного раствора в пластовых условиях.

В данной работе было рассмотрено литературный обзор мирового опыта по полимерному заводнению; анализ геолого-физических характеристик нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас; скрининг применимости технологий полимерного заводнения; обоснование применения (внедрения), технико-экономические расчеты внедрения.

Экономическая значимость данной работы заключается в предварительных расчётах пилотного проекта в месторождении АО «ОМГ». На стадии пилотного проекта можно получить положительные результаты как с технической, так и с экономической точки зрения, если подход к реализации будет правильно разработан

*Полученные результаты работы и их практическое использование:* рекомендуется использовать полиакриламид в качестве загущающегося агента и оборудование с герметичной системой от кислорода для повышения стабильности полимерного раствора и повышения коэффициента эксплуатации установки. Согласно выработанных критериев эффективного применения выбран 5 горизонт, участок группы скважин 1А и 4А. Рекомендуется перевести под закачку высоко-обводнённые добывающие скважины 1А и 4А.

## ANNOTATION

This diploma work contains 46 pages, 19 figures and 10 tables, 59 sources.

*Key words:* polymer, oil recovery, water cut

*The purpose of the diploma work:* analysis of applicability and justification of polymer waterflooding technology implementation on oil reservoir in conditions of high temperature and formation water salinity in Uzen field, JSC "OMG".

*Methods used:* analysis of geological and production data, literature review of domestic and foreign publications, analysis of polymer solution rheology in reservoir conditions.

This paper reviewed the literature review of international experience; analysis of geological and physical characteristics of Uzen and Karamandybas oil fields; screening of polymer flooding technology applicability; feasibility study of its application (implementation); technical and economic calculations of the implementation.

This diploma work is considering general information about salt depositions, the reasons and conditions for the formation of salt deposits. Detailed descriptions of existing technologies for combating scale deposits are given and an analysis is carried out to select the most effective scale inhibitor and the technology of inhibitor supply methods used in the oil field.

The economic significance of this work lies in the preliminary calculations of the pilot project in the JSC OMG field. At the stage of pilot project it is possible to get positive results both from technical and economical points of view if the approach of implementation is properly designed.

*The obtained results of the work and their practical use:* it is recommended to use polyacrylamide as a thickening agent and equipment with a sealed system against oxygen to increase the stability of the polymer solution and increase the operational rate of the plant. According to the developed criteria of effective application, horizon 5 has been selected. It is recommended that the highly watered production wells 1A and 4A should be re-injected.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	9
1 Литературный обзор мировых проектов полимерного заводнения	10
2 Анализ геолого-физико-химическим характеристик объекта разработки	13
2.1 Анализ и скрининг по геолого-физическим характеристикам (ГФХ) объектов воздействия	13
2.2 Физико-химические характеристики агентов воздействия	15
2.3 Качество воды, применяемое при воздействии и источник водоснабжения	25
3 Анализ наземного обустройство и оборудование	29
4 Выбор потенциальных объектов воздействия	36
5 Анализ технико-экономической эффективности	38
Заключение	41
Список использованной литературы	42

## ВВЕДЕНИЕ

*Актуальность дипломной работы:* сегодня основная доля мировой добычи нефти связана с месторождениями, которые находятся на поздней стадии разработки. Старые нефтяные месторождения, когда-то содержавшие в себе большие запасы легкой нефти, сильно истощены. По оценкам ученых, запасы лёгкой нефти будут исчерпаны уже в первой половине этого века. В странах Европы она закончится еще раньше – через 20 лет.

Но в целом в недрах земли все еще остается огромное количество углеводородов. Большое внимание привлекают запасы высоковязкой нефти или, как ее еще называют, тяжелой нефти. Данную нефть начали добывать относительно недавно, т. е. век тяжелой нефти приходит на смену веку лёгкой нефти.

Разработка месторождений тяжелой нефти традиционными методами – редкими сетками скважин с заводнением, не дает положительных результатов и сопровождается низкими дебитами скважин, быстрыми прорывами закачиваемой воды по наиболее проницаемым пластам и пропласткам, низкими темпами отбора и конечным коэффициентом нефтеотдачи. В ряде случаев коэффициент извлечения нефти (КИН) при заводнении не превышает 25-30% [1].

Увеличение КИН в глобальном масштабе всего на 1% позволит повысить текущую годовую добычу нефти в три раза. Поэтому для удовлетворения будущего спроса на энергоносители огромное значение приобретает использование эффективных инновационных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [2], в том числе вторичные и третичные методы. В данной работе рассматривается один из третичных МУН – полимерное заводнение (ПЗ). Повышение нефтеотдачи пластов, повышение добычи нефти и продление рентабельного срока эксплуатации месторождений АО «ОМГ» является основными задачами.

*Цель дипломной работы:* анализ применимости и обоснование внедрения технологии полимерного заводнения на нефтяной залежи в условиях высокой температуры и минерализации пластовых вод в месторождение Узень, АО «ОМГ».

*Основная задача дипломной работы:* литературный обзор мирового опыта, анализ геолого-физических характеристик нефтяных месторождений Узень и Карамандыбас, скрининг применимости технологий полимерного заводнения, обоснование применения (внедрения), технико-экономические расчеты внедрения.

## 1 Литературный обзор мировых проектов полимерного заводнения

Анализ литературных источников показывает [3], что в настоящее время на нефтяных месторождениях широкое распространение получили химические методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), основной целью которых является вовлечение в разработку слабодренлируемых запасов нефти (полимерное заводнение), а также увеличение коэффициента вытеснения нефти из пласта за счет снижения межфазного натяжения (технология щелочного-ПАВ-полимерного заводнения). В Казахстане наиболее широко применяется технология полимерного заводнения. Для этих целей как загущающий агент закачиваемой воды используется гидролизированный полиакриламид (ГПАА) [4].

При литературном обзоре было проанализировано 134 публикаций, в которых описывались о 115 нефтяных месторождениях в 17 стран. В этих месторождениях были проведены мероприятия по ПЗ с 1959 до 2020 года. Мероприятие по ПЗ на месторождении Shengli является самым продолжительным (более 28 лет), а на месторождении Daqing самым крупномасштабным (было задействовано свыше 20 000 скважин). Проекты по ПЗ в 7 случаях из 115 проводились на море (6,1%).

Таблица 1 – Список проанализированных публикаций

Страны проводившие ПЗ	Количество проведенных ПЗ	Начало проведение ПЗ	Конец проведение ПЗ	Количество статей вышедшие из этой страны	Наименование нескольких статей	Ссылки на эти статьи
США	70	1959	2020	54	Ning et al., 2020.	<a href="https://doi.org/10.2118/201279-MS">https://doi.org/10.2118/201279-MS</a>
Китай	9	1992	2018	13	Zhou et al., 2007; Liu et al., 2007; Zhang et al., 1995.	<a href="https://doi.org/10.2523/ITPC-11635-MS">https://doi.org/10.2523/ITPC-11635-MS</a> ; <a href="https://doi.org/10.2118/29902-MS">https://doi.org/10.2118/29902-MS</a> ; <a href="https://doi.org/10.2118/108684-MS">https://doi.org/10.2118/108684-MS</a>
Канада	10	1967	2015	15	Lozanski and Martin, 2013; Shaw and Stright, 2015; Chang, 1978.	<a href="https://doi.org/10.2118/70-02-05">https://doi.org/10.2118/70-02-05</a> ; <a href="https://doi.org/10.2118/77-01-02">https://doi.org/10.2118/77-01-02</a> ; <a href="https://doi.org/10.2118/7043-PA">https://doi.org/10.2118/7043-PA</a>
Великобритания	4	1980	2011	10	Clifford and Duthie, 1987.	<a href="https://doi.org/10.2118/16550-MS">https://doi.org/10.2118/16550-MS</a>
Бразилия	3	1997	2015	1	de Melo et al., 2002.	<a href="https://doi.org/10.2118/75194-MS">https://doi.org/10.2118/75194-MS</a>
Румыния	3	1983	1988	1	Carcoana., 2007	<a href="https://doi.org/10.2118/10699-MS">https://doi.org/10.2118/10699-MS</a>
Германия	3	1975	1991	3	Zettlitzer et al., 1992.	<a href="https://doi.org/10.2118/24121-MS">https://doi.org/10.2118/24121-MS</a>
Индия	3	1985	2018	2	Tiwari et al., 2008.	<a href="https://doi.org/10.2118/114878-MS">https://doi.org/10.2118/114878-MS</a>
Оман	2	2010	2019	12	Zwaan and Valdez, 2015; Al-Saadi et al., 2014.	<a href="https://doi.org/10.2118/175285-MS">https://doi.org/10.2118/175285-MS</a> ; <a href="https://doi.org/10.2118/169694-MS">https://doi.org/10.2118/169694-MS</a>
Франция	2	1989	1994	5	Putz., 1994.	<a href="https://doi.org/10.2118/28601-MS">https://doi.org/10.2118/28601-MS</a>
Суринам	1	2008	2017	6	Delamaide et al., 2016; Manichand et al., 2012.	<a href="https://doi.org/10.2118/180739-MS">https://doi.org/10.2118/180739-MS</a> ; <a href="https://doi.org/10.2118/154567-MS">https://doi.org/10.2118/154567-MS</a>
Австрия	1	2012	2017	5	Chiotoroiu et al., 2016	<a href="https://doi.org/10.2118/179546-MS">https://doi.org/10.2118/179546-MS</a>
Австралия	1	2009	2012	2	Haynes et al., 2013	<a href="https://doi.org/10.2118/165253-MS">https://doi.org/10.2118/165253-MS</a>
Ангола	1	2009	2012	2	Morel et al., 2012	<a href="https://doi.org/10.2118/135735-PA">https://doi.org/10.2118/135735-PA</a>
Аргентина	1	2012	2016	1	Hryc et al., 2017	<a href="https://doi.org/10.2118/166078-MS">https://doi.org/10.2118/166078-MS</a>
Венесуэла	1	1999	2011	1	Ramirez et al., 2020.	<a href="https://doi.org/10.2118/200354-MS">https://doi.org/10.2118/200354-MS</a>
Россия	1	2018	2020	1	Pyasov et al., 2020.	<a href="https://doi.org/10.2118/201822-MS">https://doi.org/10.2118/201822-MS</a>

Сущность метода полимерного заводнения заключается в выравнивании подвижности нефти и вытесняющего агента для увеличения охвата пласта воздействием. Для этого в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент - полимер, обладающий способностью даже при малых концентрациях

существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность. Это приводит к уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей и неоднородностью пласта.

Полимерное заводнение применяют как на начальном этапе разработки месторождений, так и после заводнения для довытеснения нефти, а также осуществляются пилотные проекты с использованием горизонтальных скважин [5]. Наиболее распространенными агентами для полимерного заводнения по-прежнему являются высокомолекулярные полимеры трех типов:

1 – на основе акриламида (особенно гидролизованные полиакриламиды - ГПАА),

2 – биополимер (природные полисахариды, ксантан),

3 – полиакрилаты.

В работах [6, 7] проведен анализ применения полимерного заводнения на нефтяных месторождениях Северной Америки, сделаны следующие общие выводы:

- закачка полимерного раствора повышает эффективность за счет следующих процессов:

(1) за счет эффекта полимера на фракционный поток, описанный формулой 1:

$$f_o = \frac{1}{1 + \mu_o k_w / \mu_w k_o} \quad (1)$$

где,  $f_o$  – доля нефти в потоке жидкости (фракционный поток);  $\mu_o$ ,  $\mu_w$  – вязкость пластовой нефти и воды (вытесняющего агента) соответственно;  $k_o$ ,  $k$  – относительная фазовая проницаемость по нефти и воде соответственно;

(2) за счет снижения отношения подвижности воды и нефти, который в свою очередь предопределяет коэффициент охвата заводнением по площади при определенной сетке и взаимного расположения скважин;

(3) за счет увеличения фильтрационного сопротивления в высокопроницаемых каналах, вследствие чего потоки жидкости перераспределяются в неохваченные зоны либо в слабо охваченные зоны заводнением;

- экономический и технологический успех полимерного заводнения подтверждается при вторичных и третичных методах разработки, а также в терригенных и в карбонатных коллекторах;

- применение полимерного заводнения более эффективно на ранних стадиях или в начале разработки месторождения, когда фазовая проницаемость по нефти и подвижная нефтенасыщенность максимальна;

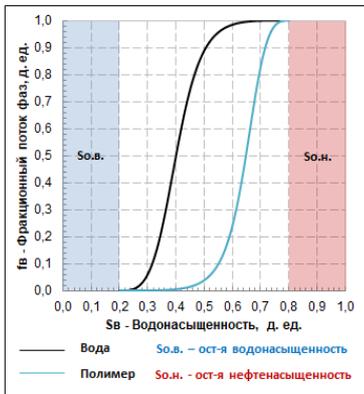
- опыт моделирования полимерного заводнения показывает, что ключевая переменная, которая предопределяет эффективность технологии, является подвижная нефтенасыщенность.

## Физика процесса

Фракционный поток воды (обводненность)

$$f_B = \frac{1}{1 + \mu_B k_H / \mu_H k_B}$$

$\mu_H, \mu_B$  – вязкость нефти и воды (вытесняющий агент)  
 $k_H, k_B$  – ОФП нефти и воды



Процессы протекающие за счет полимерного заводнения:

- Снижение обводненности за счет «Фракционного Потока»
- Гашения вязкостной неустойчивости
- Увеличение коэффициента охвата

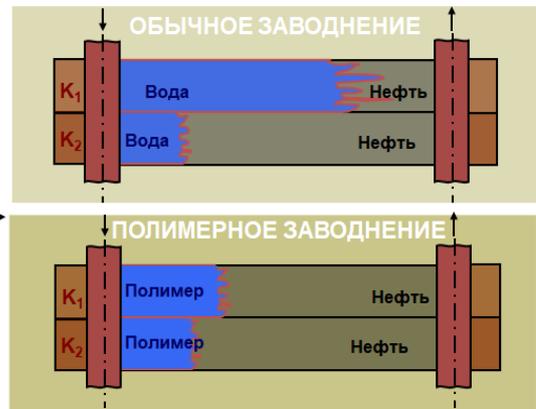


Рисунок 1 – Физика процесса при полимерном заводнении нефтяной залежи (объекта)

Анализ мирового опыта полимерного заводнения [8] показал, что в 90-х гг. прошлого века одним из лидеров по применению полимерного заводнения являлись США — в 1986 г. там осуществлялось 178 проектов. Однако, снижение цен на нефть, а также новые разработки, позволившие решить технологические проблемы применения газовых методов, существенно уменьшали число проектов полимерного заводнения — в 2004 г. действовало всего 4 проекта. В последние годы лидером в области закачки полимерных растворов является Китай. Полимерное заводнение успешно применяется на основных месторождениях КНР, таких как Daqing и Shengli.

Двадцатилетний успешный опыт применения полимерного заводнения в Китае показал, что оно может быть эффективно реализовано на месторождениях с обводненностью выше 95 %, при этом давая дополнительный прирост КИН до 10 % и выше. Установлено, что полимеры с молекулярной массой более 10–18 млн. дальтон наиболее целесообразно применять в высокопроницаемых пластах, в то время как полимеры с меньшей молекулярной массой должны применяться в низкопроницаемых породах.

## 2 Анализ геолого-физико-химическим характеристик объекта разработки

### 2.1 Анализ и скрининг по геолого-физическим характеристикам (ГФХ) объектов воздействия

На основе проведенного литературного обзора разработаны основные критерии для скрининга технологии полимерного заводнения нефтяной залежи на основе ГПАА (Таблица 2).

Таблица 2 – Основные критерии для скрининга технологии полимерного заводнения нефтяной залежи на основе ГПАА

Параметр	Единица измерения	Критерии		
		минимум	максимум	предпочтительный
Литология	тип	100	неогран.	>200
Приемистость по воде	м <sup>3</sup> /сут	50	неогран.	>500
Проницаемость	мД	10	37	>20
Пористость	%	3	50	>10
Толщина пласта	м	неогран.	100	<50
Температура	°С	150	3300	<1 300
Глубина залегания	м	1	1300	<50
Вязкость нефти	сП	0,75	0,98	0,8
Плотность API	°API	0,4	167	<37
Минерализация воды	г/л	0,001	0,33	0,001
Концентрация растворенного кислорода при наличии железа в воде	мг/л	1	40	<10
Коэффициент подвижности	безразмерный	26	неогран.	>40
Тек. нефтенасыщенность	%	неогран.	96	<90
Тек. обводненность	%	рядная	площадная	площадная
Система заводнения	вид	100	неогран.	>200

К основным нежелательным сторонам для внедрения полимерного заводнения относятся высокая трещиноватость коллекторов, высокая температура пластов (более 100 °С), низкая проницаемость породы (ниже 50 мД), ухудшенное качество воды для приготовления полимерного раствора (минерализация более 160 г/л, повышенное содержание железа, кислорода, бактерий, механических примесей, нефтепродуктов и др.).

Геологические условия применения полимерного воздействия, в основном, совпадают с условиями применения обычного заводнения. Однако имеются отличия. Применение метода может оказаться экономически неэффективным на нефтяных залежах, подстилаемых пластовой водой или имеющих обширные водонефтяные и газонефтяные зоны, а также на месторождениях с наличием проводящих тектонических нарушений. В то же время полимерное воздействие может оказаться эффективным методом в условиях нерентабельности обычного

заводнения, например, для нефти повышенной вязкости или при аномально высокой неоднородности пласта.

Расширение условий скрининга для высоковязкой нефти от 150 до >1000 сП связан:

- В некоторых случаях с невозможностью применения термических методов
- Повышение цены на нефть от 20 до 40–100 долларов/баррель
- Снижение цены на полимер с 4,5 до 2,2–3,3 \$/кг
- Более широкое использование горизонтальных скважин.

Разработка месторождения с использованием технологии ПЗ должна осуществляться путем внутриконтурной схемы заводнения. С целью более рационального использования оторочки полимера и поддержания высокого уровня отбора жидкости в период её закачки рекомендуются площадные системы разработки.

В карбонатных коллекторах эффективность технологии полимерного заводнения ниже, чем в песчаниках в связи с более высокой адсорбцией полимера и наличием в них, как правило, достаточно разветвленной системы трещин. Однако в слабо трещиноватых известняках может быть достигнута высокая степень использования геологических запасов.

Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции. Деструкция может быть:

- химической, при которой разрушение происходит в результате взаимодействия окислительных реакций;
- термической - происходит при температурах свыше 100 °С.
- механической (сдвиговой), обусловленной разрывом макромолекулярных ассоциаций под действием повышенных напряжений (при высоких скоростях движения) при течении растворов в нефтепромысловом оборудовании и призабойной зоне пласта.
- микробиологической, происходящей под действием аэробных бактерий, которые могут развиваться в пласте при закачке их с водой.

Микробиологическая и механическая деструкции ПАА уменьшают молекулярную массу полимера и, как следствие, его загущающую способность.

Поэтому для обеспечения эффективности предлагаемой технологии полимерного заводнения и получения наилучших технико-экономических показателей необходимо тщательно изучать химический состав воды и предусматривать применение альтернативных источников водоснабжения с более благоприятными условиями.

Технологию полимерного заводнения на скважинах с наличием заколонных перетоков и негерметичностью эксплуатационной колонны производить не рекомендуется.

Таблица 3 – ГФХ проанализированных объектов и месторождений А и Б. Отмеченные зеленые ячейки – критерий с наиболее предпочтительными условиями для ПЗ, а желтые – относительно неподходящие условия

Параметр	Единица измерения	Критерий					
		минимум	максимум	предпочтительный	А, 1 - 6 горизонты	А, 7 - 12 горизонты	Б
Литология	тип	любой	любой	песчаник	песчаник	песчаник	песчаник
Приемистость по воде	м <sup>3</sup> /сут	100	неогран.	>200	347	164	156
Проницаемость	мД	50	неогран.	>500	210	60	180
Пористость	%	10	37	>20	24	20	19
Толщина пласта	м	3	50	>10	25	46	13,5
Температура	°С	неогран.	100	<50	60	80	72
Глубина залегания	м	150	3300	<1 300	1 116	1410	1640
Вязкость нефти	сП	1	1300	<50	4,07	4,24	4,1
Плотность	г/см <sup>3</sup>	0,75	0,98	0,8	0,79	0,79	0,8
Минерализация воды	г/л	0,4	167	<37	50,5	64	64
Концентрация растворенного кислорода при наличии железа в воде	мг/л	0,001	0,33	0,001	0,32	0,32	0,32
Коэффициент подвижности	безразмерный	1	40	<10	1,7 - 2,7	-	-
Тек. нефтенасыщенность	%	26	неогран.	>40	57	60	61
Тек. обводненность	%	неогран.	96	<90	89,8	77	86,2
Система заводнения	вид	рядная	площадная	площадная	площадная	площадная	площадная

Предварительный скрининг показал, что более благоприятные условия имеют горизонты 1–6 месторождения А. На горизонтах 7–12 и месторождении Б проницаемость, температура пласта и минерализация пластовой воды не достигают предпочтительных критериев, но и не превышают максимум.

## 2.2 Физико-химические характеристики агентов воздействия

Отличительной чертой полимер от других реагентов, применяющих в МУН, является высокая молекулярная масса, он может составлять от нескольких тысяч до нескольких миллионов дальтон. Во-вторых, в процессах повышения нефтеотдачи (ППН) средняя молекулярная масса может составлять от 3 до 35 миллионов дальтон. Они состоят из повторяющихся мономеров. Например, полиакриламид — это полимерная цепь, состоящая из повторяющихся звеньев акриламида. В третях синтез полимера - сложный процесс, который обычно включает несколько этапов, каждая из которых приводит к образованию связи и удлинению цепи. Полимеры обычно полидисперсные, то есть макромолекулы имеют одинаковый химический состав, но разную длину цепей сосуществуют в образце. В нефтегазовой отрасли при попытках повысить вязкость воды для улучшения охвата пласта обычно рассматриваются два вида полимеров: биополимеры (полисахариды) и синтетические полимеры (в особенности полиакриламид).

Полиакриламидные полимеры и их производные получают полимеризацией одного акриламида или с другими мономерами для придания положительных или отрицательных зарядов основной цепи молекулы.

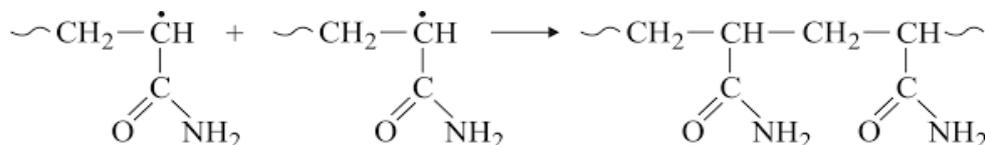


Рисунок 2 – Получение полиакриламида путем полимеризации мономера

В дополнение к акриlamиду во время синтеза могут быть введены несколько других мономеров для достижения определенных целей. В области применения увеличения нефтеотдачи подавляющее большинство проектов были реализованы/реализуются в пластах из песчаника с использованием анионных полимеров для минимизации адсорбции. Поскольку акриламид неионогенный, отрицательный заряд может быть получен либо путем включения определенного мономера, такого как акриловая кислота, либо путем гидролиза амидных фрагментов едким натром с образованием функциональных групп карбоновой кислоты. Первый процесс называется сополимеризацией, а второй – постгидролизом.

В качестве загущающегося агента не используется сам ПАА, а его частично гидролизованный вид (степень гидролиза составляет 30–35% акриламидных мономеров). При гидролизе аминные группы замещаются на карбоксильные группы, поэтому молекула отрицательно заряжена. Причиной того, что молекула в растворе растягивается и сцепляется с другими молекулами, растянутыми аналогичным образом, объясняется анионным отталкиванием между молекулами полимера и между сегментами одной и той же молекулы, что вызывает уменьшение подвижности при повышенных концентрациях.

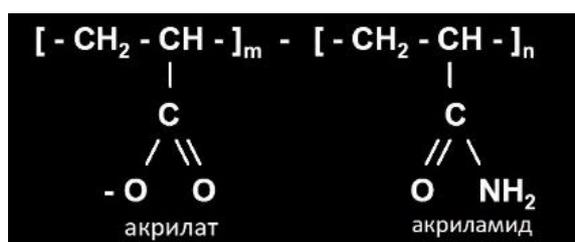


Рисунок 3 – Полиакриламид в гидролизованном виде

В таблице ниже представлены основные преимущества и недостатки ГПАА.

Таблица 4 – Основные преимущества и недостатки ГПАА

Преимущества	Недостатки
Отличная приёмистость и распространение	Трудности в утилизации полимера (низкая биологическая разложимость)
Высокие упруговязкостные свойства	Чувствительность к сдвигу
Хорошая и длительная стабильность в умеренных условиях коллекторов	Чувствительность к температуре
Экономичность, высокая выработка по всему миру	Чувствительность к минерализации (особенно к трех и двухвалентным катионам)
Отсутствие токсичности	

Историю применения ПЗ можно разделить на три периода [8]:

- 1960–1980. В подавляющем большинстве этих проектов использовался гидролизированный полиакриламид (ПАА). Средняя концентрация полимера составляет 250 -260 ppm, из-за ошибочного представления о том, что ПАА обеспечивает Фактор остаточного сопротивления (ФОС – RRF). Средний размер закачиваемого порового объёма был достаточно мал, только 17% объёма пор (PV) для проектов в масштабе всего месторождения и 5% PV для пилотных проектов. Высокомолекулярные частицы ПАА, вызывающая этот эффект, разрушается при механической деструкции и удаляется потоком через несколько сантиметров пористой породы. Поэтому он не проникает глубоко в пласт. Во время закачки воды после вытеснения полимера, этот эффект обычно наблюдается из-за недостаточной промывки лабораторных кернов.

- 1981–1990. Закон о налогах 1980 года стимулировал большое количество проектов по ПЗ в США в период между 1980 и 1986 годами использовать полимер в малых концентрациях. Которые были мотивированы исключительно стремлением к снижению налогов. За это время средняя концентрация полимера для 171 проектов составляла 460 ppm (в основном ПАА), а средний закачиваемый поровый объём - 10% PV. Большое количество проектов 1980-х годах сильно искажает статистический анализ и может привести к ошибочному выводу о том, что ПЗ применимы практически в любых количествах и концентрациях полимера.

- 1991–2020. В проектах, как правило, использовалось 1000 ppm ПАА или более больших концентрациях. Крупнейший в мире проект ПЗ был реализован в Дацине в 1996 году. С 2002 года в Дацине все чаще тестировали и внедряли полимер в концентрациях 2000–2500 ppm ПАА обеспечивая вязкость раствора 150–300 сП. Размеры закачиваемого порового объёма, указанных для этого процесса, варьировались от 40 до 120% PV.

Таблица 5 – Анализ химической формулировки мировых проектов ПЗ

Параметр	Единица измерения	Критерии				
		минимум	максимум	1960 – 1979	1980 – 1989	1990 – 2020
Концентрация	ppm	120	2 000	250	490	1300
Вязкость	сП	4	150	2	5	50
Прокаченный поровый объем	д. ед. PV	0,08	0,89	0,11	0,15	0,77
Молекулярная масса	МДа	5	18	7,4	10,5	16,3

АТБС (или AMPST<sup>™</sup>) означает акриламидо-трет-бутилсульфоновую кислоту (или, строго, акриламидо-2-метилпропансульфоновую кислоту). АТБС производится реакцией Риттера акрилонитрила и изобутилена в присутствии серной кислоты и воды (рисунок 4). Этот мономер исследовали, чтобы преодолеть проблемы стабильности амидных групп при высокой температуре. Диметильные и сульфометильные группы препятствуют амидной функции и обеспечивают термическую и гидролитическую стабильность АТБС-содержащим полимерам. Чрезмерный гидролиз амидных групп до карбоксилата является основной причиной нестабильности полиакриламидов; это может вызвать осаждение полимера и, следовательно, потерю вязкости.

N-винилпирролидон — это органическое соединение, получаемое в результате реакции ацетилена с 2-пирролидоном. Этот мономер может защищать соседние акриламидные группы от гидролиза и улучшает температурную стабильность [9–14]. Однако реакционная способность этого мономера относительно низкая, что приводит к низкому молекулярному весу. Можно добавлять другие мономеры для введения дополнительных функций, например создания ассоциативных полимеров. Выбор наиболее подходящего химического состава, соотношений мономеров и молекулярных масс зависит от характеристик коллектора.

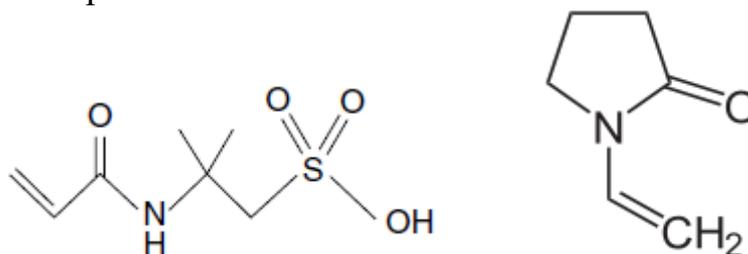


Рисунок 4 – АТБС (слева) и N-винилпирролидон (справа)

Выбор оптимизированного мономерного состава имеет первостепенное значение для обеспечения того, чтобы заданная вязкость сохранялась на протяжении всего пути в пласте. При температуре выше 60 °С (но также в зависимости от рН и времени) акриламидные группы вдоль основной цепи полимера подвергаются гидролизу и образуют акрилатные группы. Если в

пластовой воде присутствует значительная концентрация трех и двухвалентных катионов, полимер может выпасть в осадок, что приведет к необратимому падению вязкости. Обычно полимер не начинает осаждаться до 75 °С в мало концентрированной пластовой воде. Однако в отсутствие кислорода и двухвалентных катионов такие полимеры могут оставаться стабильными до 120°С [18]. При более высоких температурах и / или когда содержание двухвалентных веществ увеличивается, можно добавить АТБС для предотвращения осаждения и расширения температурного диапазона применения. Были проведены многочисленные исследования для оценки преимуществ включения этого сульфированного мономера; основной результат - АТБС увеличивает устойчивость к температуре (до 95 °С) и к двухвалентным катионам [9–12, 19–27]. Дополнительные исследования показали, что присутствие АТБС увеличивает устойчивость к сдвигу и снижает удерживание в коллекторах [21, 25, 28–32]. При более высоких температурах можно добавить NVP для защиты акриламида от гидролиза, как это обсуждается несколькими авторами [9–12]. Температурный предел для таких полимеров может быть увеличен до 140°С при определенных условиях. Однако эти полимеры имеют более низкие молекулярные массы, чем обычные сополимеры акриламида и акриловой кислоты, например, из-за проблем с реакционной способностью во время полимеризации. Это часто требует более высокой дозировки полимера для достижения заданной вязкости, что приводит к более высоким затратам.

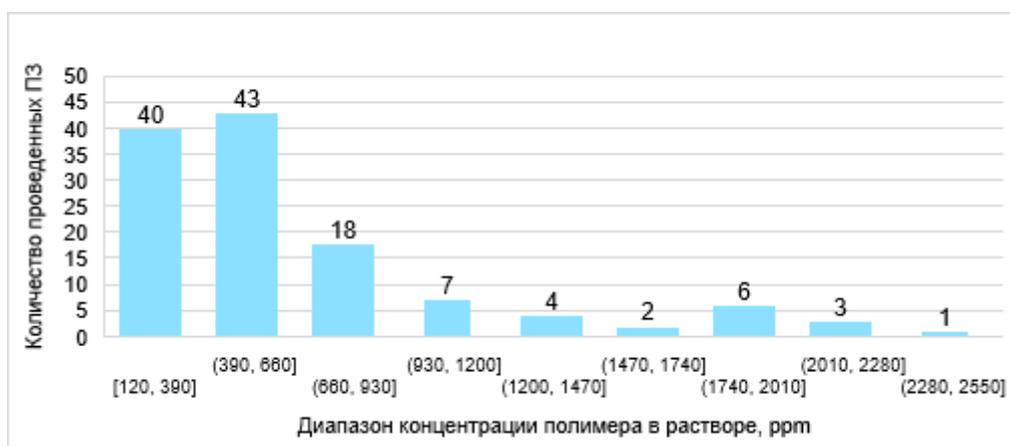


Рисунок 5 – График концентрации полимера на количество проведенных ПЗ

Для повышения нефтеотдачи пласта знание средней проницаемости коллектора и сравнение с существующими лабораторными исследованиями и полевыми примерами помогает указать наилучшую среднюю молекулярную массу для выбранного, что обеспечивает хорошее распространение в матрице (таблица 6) [34].

Химический состав и соленость могут сильно повлиять на гидродинамический объем полимера, иногда способствуя его распространению с более низкой проницаемостью. Некоторые стратегии закачки также состоят из

предварительной обработки высокомолекулярных полимеров для повышения закачки.

Таблица 6 – Эмпирическая корреляция между средней молекулярной массой и абсолютной проницаемостью

Средняя молекулярная масса (млн. Да)	Минимальная проницаемость (мД)
>20	>1000
18–20	>750
15–18	>500
12–15	>350
8–12	>200
5–8	>100
1–5	>10

Основной проблемой при полимерном заводнении является рентабельность химиката и его способность обеспечивать достаточный коэффициент сопротивления (эффективная вязкость полимера в пористой среде по сравнению с водой) в пласте для вытеснения нефти. Альтернативы регулярному частично гидролизованному полиакриламиду (ГПАА) изучаются с 1980-х годов, включая ассоциативные полимеры [35–44]. Для этих молекул небольшая фракция гидрофобного мономера включается в полимер, чтобы способствовать межмолекулярным ассоциациям и обеспечивать построение обратимой трехмерной сети, которая может постоянно формироваться и разрушаться, тем самым увеличивая фактор сопротивления в текущей жидкости.

Было проведено несколько исследований, в которых подчеркивается озадаченность по поводу распространения ассоциативных полимеров в пористых средах [45]. Первое возможное объяснение посредственного распространения может быть связано с комплексами, образованными ассоциативными полимерами, которые могут давать очень высокие коэффициенты сопротивления при низких расходах и, следовательно, сильно влиять на поток раствора в коллекторе. Второй - удерживание полимера, которое намного выше для такого химического состава по сравнению с обычным ГПАА. Изменения вязкости также довольно резкие и могут повлиять на эффективность вытеснения нефти внутри коллектора, если происходит адсорбция. Наконец, учитывая амфифильную природу молекулы, вероятны взаимодействия с маслом и возможно образование очень стабильных эмульсий на производственной стороне.

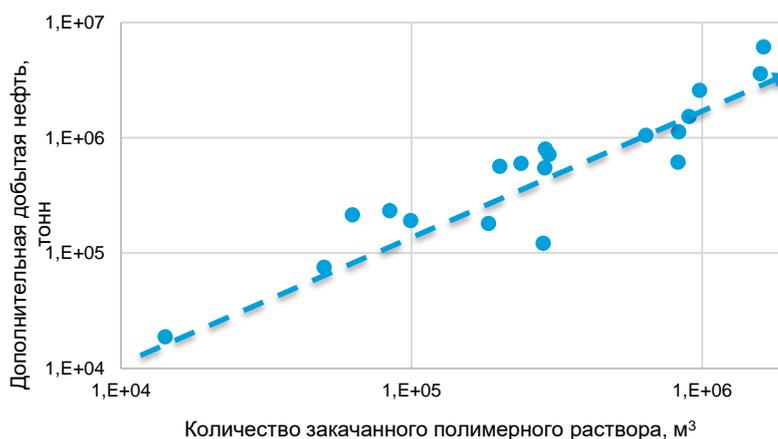


Рисунок 6 – Сравнение количество закачанного полимерного раствора на дополнительно добытую нефть

102 проведенных мероприятий по ПЗ применяли концентрацию полимера до 800 ppm. Основное количество этих мероприятий были проведены 1960–1990. Использовались растворы с высокой концентрацией (1300–2550 ppm). Tambaredjo (Суринам), Xinjiang, Daqing и Gudong (Китай), Milne Point (Аляска), Pelican Lake (Канада). Анализ показывает, что технологический эффект увеличивается с увеличением количеством закаченного полимера.

Для стандартных сополимеров вязкость уменьшается с температурой. Учитывая эту характеристику, поддержание эффективного контроля подвижности в горячих пластах может стать трудным. Для различных применений были разработаны и изучены альтернативные химические вещества, способные связываться в определенных условиях [46]. Как и в случае термореактивных полимеров, концепция включает водорастворимые цепи с блоками или боковыми группами с фрагментами с более низкой критической температурой раствора (НКТР), что позволяет ассоциации при достижении этой конкретной температуры [47].

Для приложений МУН или соответствия требованиям использование полимеров, вязкость которых увеличивается с температурой, может иметь несколько преимуществ. Первый — это закачка раствора с низкой вязкостью, что способствует кратковременной приемистости. Во-вторых, способность поддерживать разумный контроль подвижности даже при высоких температурах и расширять область применения полимерного заводнения до горячих пластов с очень соленой водой для закачки. Типичный профиль вязкости как функция температуры показан на рисунке 7. Как и в случае с обычными полимерами, для оценки изменений фактора сопротивления в пористой среде требуется несколько лабораторных испытаний, включая профили вязкости и заводнение керна. С этим типом химии (и любым типом полимера с ассоциациями) вязкость, измеренная с помощью реометра, будет сильно отличаться от вязкости на месте или коэффициента сопротивления текучей среды в куске породы.

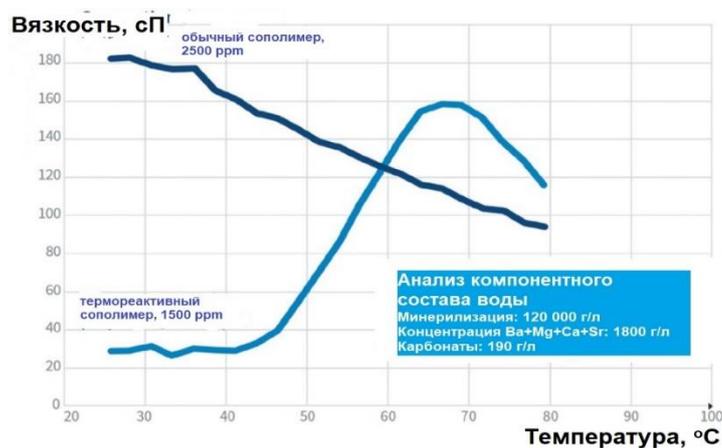


Рисунок 7 – График зависимости вязкости от температуры для термореактивных полимеров

Факторы, влияющие на вязкость, следующие: молекулярный вес, температура, скорость сдвига, жесткость цепи, топология, качество растворителя (растворитель и его состав, например содержание воды и соли), полидисперсность

Связь между концентраций полимера и вязкости степенная (концентрация полимера = вязкость раствора<sup>2</sup>). Например, при увеличении концентрации на 10%, вязкость увеличивается на 20% ( $1,1^2 = 1,21$ ).

Для обычных полимеров вязкость уменьшается с повышением температуры. При фиксированной температуре и выдержке полимерного раствора гидролиз акриламида до акрилатных фрагментов увеличивает процент отрицательных зарядов на основной цепи. Если в растворителе отсутствуют двухвалентные катионы, увеличивается электростатическое отталкивание, как и вязкость. Если присутствуют двухвалентные катионы, эффект экранирования может привести к осаждению полимера и, как следствие, снижению вязкости. Таким образом, загущающая способность ГПАА связана с уровнем сцепления и внутри- и межмолекулярным электростатическим отталкиванием между макромолекулами полимера.

Растворы полиакриламида — это неньютоновские жидкости, то есть вязкость зависит от применяемой скорости сдвига. В частности, такие полимерные растворы демонстрируют псевдопластическое поведение: вязкость уменьшается с увеличением скорости сдвига [49]. Этот процесс обратим: до определенного значения, если сдвиг прекращается, вязкость возвращается к исходному значению. Профиль вязкости в зависимости от скорости сдвига зависит от нескольких факторов, включая молекулярную массу, химический состав, соленость и т. д. Кроме того, реология в пористой среде сильно отличается от того, что наблюдается с реометрами, из-за вязкоупругости и динамики конформации полимера в растворе.

Механическая деградация полимера происходит, когда молекула подвергается чрезмерной скорости сдвига или единичным перепадам давления в трубе, штуцере, отверстии или насосе, что приводит к разрыву цепи и в итоге к

потере вязкости. Чем выше молекулярная масса и длина цепи, тем выше чувствительность к механическому разрушению. В типичном образце полимера с определенным PDI часть с более длинными цепями будет в первую очередь затронута любым чрезмерным сдвигом, что приведет к более узкому молекулярно-массовому распределению. Чрезмерный сдвиг может возникнуть:

- В оборудовании для растворения и закачки, если оно не спроектировано должным образом.

- Если скорость жидкости слишком высока. Например, в 5 сантиметровом трубе рекомендуется поддерживать скорость жидкости ниже 7 м /с, чтобы минимизировать деградацию.

- В заканчивании, если ближний ствол скважины поврежден или имеется недостаточное количество перфорационных отверстий. Рекомендуется иметь минимум 40 перфораций на метр. Выбор оборудования имеет первостепенное значение, чтобы гарантировать минимальную деградацию системы.

Ниже приведены некоторые примеры:

- Центробежные насосы не должны использоваться для раствора полимера. Предпочтительны трехцилиндровые или винтовые насосы прогрессивного типа.

- Коллекторы не должны использоваться для регулирования расхода. Дроссели следует полностью открывать, избегать их использования или заменять на устройства, не обеспечивающие срезание.

- Следует избегать турбинных расходомеров. В целом, требуется тесное сотрудничество между компаниями для оптимизации конструкции и обеспечения сохранения вязкости раствора полимера во всем наземном оборудовании, вплоть до резервуара.

Термическая деструкция часто связано с увеличением степени гидролиза в зависимости от температуры и времени и приводит к осаждению молекул, особенно если в пластовой воде присутствуют двухвалентные катионы. Основная цель - выбрать полимер с оптимизированным химическим составом, который способен поддерживать вязкость во время распространения в пласте. Правильный выбор мономера и структуры поможет свести к минимуму возможные неблагоприятные воздействия температуры на основную цепь полимера. Обычно проводятся испытания на долгосрочную стабильность, чтобы убедиться, что со временем теряется минимальная вязкость.

Основные аспекты проектирования, которые могут быть рассмотрены, следующие:

- Полимер. Выбор мономеров, структуры и степени гидролиза является первым шагом в разработке успешного полимерного заводнения. Включение мономеров, таких как АТБС и N-винилпирролидон, предотвратит гидролиз и ограничит потерю вязкости с течением времени.

- Соленость. Важным фактором является соленость закачиваемой воды. Известно, что в отсутствие двухвалентных катионов обычные сополимеры акриламида и акриловой кислоты стабильны до 120 ° С.

- Стабильность полимера. Принято считать, что время пребывания между нагнетательной и добывающей скважинами следует учитывать при выборе

подходящего химического состава и при разработке испытаний на долгосрочную стабильность. Однако это соображение во многом зависит от размера закачиваемой пробки и основных инженерных аспектов коллектора. Если полимером заполнено только 30% порового объема коллектора, то после возобновления закачки воды существует малая вероятность того, что пробка останется неповрежденной до начала добычи. Вода будет проникать сквозь полимерную прослойку, разбавит его и снизит эффективность всего процесса. Вследствие этого уменьшение концентрации и вязкости вводимого полимера широко практикуется и рекомендуется для минимизации деградации растворов пласте со стороны нагнетательных скважин. В заключение можно сказать, что:

- Добавление АТБС требуется при превышении температуры  $75\text{ }^{\circ}\text{C}$  в мягких солевых растворах. В зависимости от солености полимеры с АТБС могут быть стабильными до  $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

- N-винилпирролидон можно рассматривать в качестве вспомогательного реагента при температуре выше  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$  в очень соленой пластовой воде. Полимеры с высоким уровнем АТБС также являются альтернативой для таких высоких температур.

Повышение стабильности полимера. Есть несколько способов улучшить стабильность полимера. Первый связан с самим полимером: выбор правильного химического состава, молекулярной массы и структуры повлияет на химическую, термическую и механическую стабильность. Вторая стратегия заключается в уменьшении концентрацией солей закачиваемой воды или получении доступа к источнику более свежей воды. Более низкая соленость означает более экономичный химический состав и более низкую концентрацию. Кроме того, если пласт является хорошим кандидатом, низкая соленость или оптимизированный ионный состав потенциально могут иметь положительное влияние на нефтеотдачу [54]. Последняя стратегия состоит в защите полимера от химической или термической деструкции путем добавления расходуемых агентов или других добавок, таких как тиомочевина, спирты или другие ранее упомянутые методы.

Полимер, присутствующий в добываемой воде, будет деструктироваться во время прохождения через резервуар и затем будет подвергаться воздействию ультрафиолетового света на глубине до 20 м ниже поверхности и потоков гидроксильных радикалов и ионов металлов на всех глубинах. Они разрывают полимерную цепь на все меньшие и меньшие фракции, пока она не достигнет размера, при котором она может быть разложена биологически (менее 2000–3000 Да). Как и исходный полимер, эти деградированные фракции не обладают системной токсичностью, а разбавление устраняет возможность физических эффектов. Низкая реакционная способность полимера - как полимерной цепи, так и боковых групп - исключает возможность рекомбинации с образованием токсичных веществ или сделать их биодоступными.

## 2.3 Качество воды, применяемое при воздействии и источник водоснабжения

Качество воды и источник водоснабжения одна из главных аспектов ПЗ. Есть необходимость анализа пластовой воды перед началом проекта из-за влияния компонентов из состава воды к деструкции полимера.

Макромолекулы полиакриламида чувствительны к нескольким типам деструкций, которые могут происходить на стороне нагнетания или добычи в процессах МУН. Первостепенное значение имеет защита полимера на стороне нагнетания, чтобы гарантировать нагнетание нужной вязкости и поддержание целостности во время движения в пласте для вытеснения нефти. Очевидно, что стратегия закачки полимера включает в себя строгую и хорошо продуманную программу контроля качества, реализация которой также должна минимизировать неопределенности, связанные с отбором проб и измерениями вязкости.

Химическая деградация. Химическая или окислительная деградация в подавляющем большинстве случаев представляет собой цепную реакцию свободных радикалов, которая может быть значительно ускорена, например, при облучении УФ-излучением. Радикальный участок может быть создан на полимерной основе путем удаления третичного атома водорода. Пероксирадикал образуется, когда этот участок связывается с молекулой кислорода. Последний, в свою очередь, может отобрать другой третичный водород или вызвать разрыв цепи [15]. В процессах МУН такие свободные радикалы обычно образуются в результате окислительно-восстановительных реакций между кислородом, растворенным в воде, и железом (II) или  $H_2S$  (сероводородом). Разрыв цепи приведет к уменьшению гидродинамического объема полимера, что приведет к снижению вязкости (рисунок 8). В нескольких исследованиях обобщены рекомендации по минимизации деструкций полимеров с указанием пределов содержания кислорода и железа.

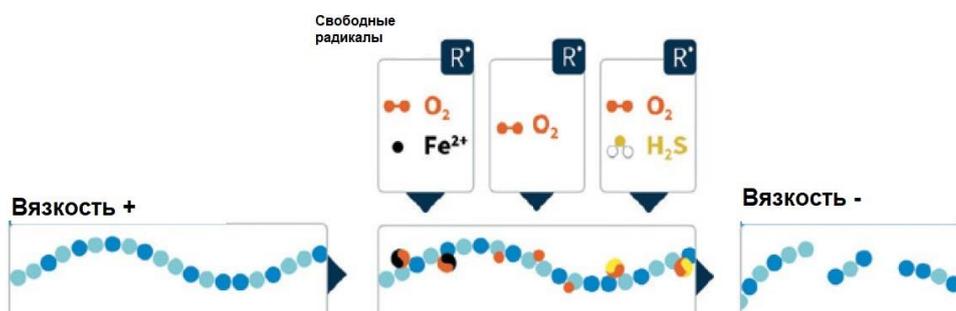


Рисунок 8 – Химическая деградация под действием свободного радикала образуется в результате окислительно-восстановительной реакции между кислородом и железом или сероводородом

Исследования показали, что концентрация кислорода ниже 5 ppb обеспечивает хорошую стабильность стандартного сополимера акриламида и

акриловой кислоты при температуре до 120 °С в течение более 200 дней [18]. Кроме того, когда концентрация кислорода составляет 200 ppb или меньше, можно ожидать незначительной деструкции полимера при низкой температуре (ниже 50 °С) и даже при наличии значительных количеств Fe<sup>2+</sup> [50]. Другое исследование обобщило результаты испытаний на деструкцию, проведенных при низких температурах (ниже 50 °С): независимо от уровня Fe<sup>2+</sup>, можно ожидать менее 10% деструкций, если содержание растворенного кислорода останется ниже примерно 40 ppb [51]. Внутренние исследования показали, что сульфит следует использовать в пресной воде, тогда как бисульфит более эффективен в пластовой воде.

Одно только присутствие Fe<sup>2+</sup> в закачиваемой воде (без кислорода) не влияет на стабильность полимера. Влияние Fe<sup>3+</sup> также было изучено для оценки образования гелей посредством сшивания. Однако подавляющее большинство испытаний проводилось в контролируемой среде с избытком FeCl<sub>3</sub>, в пользу присутствия Fe<sup>3+</sup>. В реальных полевых условиях Fe<sup>3+</sup> существует как разновидность преимущественно при рН ниже 2. Выше этого значения (гидр) оксиды железа преобладают в растворе и не способствуют сшиванию полимера. Вопросы могут возникнуть, когда происходит переход от Fe<sup>2+</sup> к Fe<sup>3+</sup>. В лаборатории появляются оранжевые осадки, которые, вероятно, представляют собой смесь гелей и хлопьев, образовавшихся в результате осаждения вновь образовавшихся оксидов железа. В полевых условиях, в зависимости от типа и концентрации загрязняющих веществ, сшивание маловероятно. Однако оксиды железа, если они присутствуют в больших количествах, будут флокулироваться полимером, закачиваемым в пласт, что может привести к повреждению призабойной зоны скважины. В таблице 7 приведен анализ компонентного состава воды при ПЗ, где зеленый – критерий с наиболее предпочтительными условиями, а желтые – относительно неподходящие условия.

Таблица 7 – Анализ компонентного состава воды при ПЗ

Параметр	Критерий					
	минимум	максимум	предпочтительный	Пласт	Альбская	Морская
Кислород, мг/л	0,001	0,33	0	0,32	0	8
Fe, мг/л	0,1	35	0	31	3	< 0,001
Минерализация, мг/л	100	166 700	<83 400	64 280	10 235	12 820
SO <sub>4</sub> , мг/л	0	320	0	360	2 016	2 886
Ва, мг/л	1	10	<3	153	0	0,02
Са, мг/л	12	5 410	<870	4 360	223	600
Mg, мг/л	1	2 440	<330	1 860	130	730
Нефтяные продукты, мг/л	3,9	н/д	<4	48	0	0
Na, мг/л	7,2	16 600	<3 650	8 850	1 670	1 460
Cl, мг/л	5	7 400	<1 680	36 484	4 321	5 370
CO <sub>3</sub> , мг/л	0	490	<180	10	13	0
HCO <sub>3</sub> , мг/л	24	2 350	<490	363	198	317
Жесткость воды, мг/л	410	7 840	<4 150	6 220	353	3 646
рН	5,8	8,4	7	6,6	7,5	8,1

При анализе компонентного состава воды было выявлено большое количество сульфатов. В случае использования воды есть риск солеотложения. При очистке воды от сульфатов, велика вероятность растворения кислорода. В используемой пластовой воде есть риск образование нерастворимого осадка в виде сульфата бария ( $BaSO_4$ ). Для использования пластовой воды необходимо проводить более глубокую очистку от нефтепродуктов. Рекомендуется использовать Альбскую воду виду отсутствия кислорода и низкой концентрации  $Ca^{2+}$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Fe^{2+}$ .

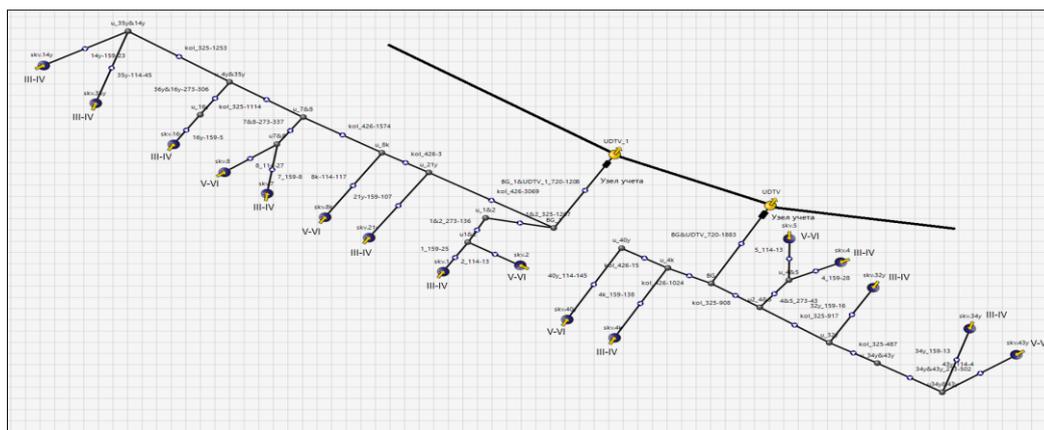


Рисунок 9 – Карта водозаборных скважин Альбского горизонта АО «ОМГ»

На месторождении существуют 2 трубопровода и 16 водозаборных скважин. Есть возможность использования 19 тыс. м<sup>3</sup>/сут (7 млн м<sup>3</sup>/год) с последующим увеличением объёма воды до 47 тыс. м<sup>3</sup>/сут (17 млн м<sup>3</sup>/год) к 2023 году. В случае положительного пилотного испытания для промышленного испытания объем Альбской воды будет достаточен.

В зависимости от ситуации могут применяться многие стратегии. Самый простой сценарий - отсутствие кислорода независимо от наличия других загрязняющих веществ и их концентраций. В этом случае следует ожидать незначительную деструкцию полимера. Если растворенный кислород присутствует в воде, но без каких-либо источников  $Fe^{2+}$  или  $H_2S$ , разложения практически не произойдет. Когда в воде присутствуют кислород и железо, для резервуаров с низкой и средней температурой можно выделить два случая:

1. Если железо присутствует, но уровень растворенного кислорода можно поддерживать ниже 40 ppb, следует ожидать небольшую деструкцию (менее чем 10%).
2. Если уровень кислорода выше 40 ppb и присутствует железо, можно ожидать высокую деструкцию.

Для очень высокотемпературных пластов и нагнетаемой воды рекомендуется поддерживать уровень кислорода ниже 5 ppb для предотвращения любого типа окислительно-восстановительной реакции и образования свободных радикалов. Более того, часто требуется очень низкий

уровень растворенного кислорода, чтобы свести к минимуму проблемы с коррозией. Если уровень кислорода не может поддерживаться ниже разумного уровня и, если присутствует железо или  $H_2S$ , могут быть применены другие стратегии в порядке простоты и предпочтения:

1) Спроектировать специальное оборудование и применить стратегии для минимизации утечек/проникновения кислорода и покрывают объекты растворения, например азотом.

2) Удаление кислорода, добавив поглотители (дитионит, сульфит, бисульфит), следя за тем, чтобы не происходили дальнейшие утечки кислорода, которые могли бы вызвать окислительно-восстановительную реакцию с поглотителем и еще больше разрушить полимер.

3) Добавление нейтрализаторов свободных радикалов к самому полимеру или раствору полимера. Многие исследователи обнаружили, что добавление определенных химикатов может стабилизировать раствор полимера (спирты, тиомочевина, боргидрид натрия) [52–54]. Такой состав был использован Petroleum Development Oman (PDO) для заводнения полимеров в месторождении Marmul, где смесь изопропанола и тиомочевины была смешана с раствором полимера для предотвращения деструкции.

4) Удаление железа (II) или  $H_2S$ . Это решения, безусловно, самые сложные и дорогие. Удаление железа может быть достигнуто осаждением (аэрация воды или изменение pH) и специальными технологиями фильтрации.

5) Поддержание железа в двухвалентном состоянии с помощью восстановителя (дитионитом натрия).

Дополнительная возможность, которая может быть объединена с одной из вышеупомянутых стратегий, состоит в небольшом изменении химического состава полимера путем включения АТБС или добавления специфических защитных добавок [55, 56]; этот мономер показал большую устойчивость к химической деструкции, чем обычные сополимеры акриламида и акриловой кислоты. Наконец, следует помнить, что такая деструкция может происходить во время неправильного отбора проб или анализа полимера, что приводит к смещению значений вязкости. Следует позаботиться о том, чтобы обеспечить правильное значение вязкости и соответствующим образом адаптировать систему отбора проб.

### 3 Анализ наземного обустройства и оборудования

Было рассмотрено 3 различных систем закачки полимера в трех разных периодах времени (с 1984 по 2012) для анализа и выбора оптимальной системы и оборудования.

Система закачки полимера, схематически показанная на Рисунке 5.1, состоит из одного основного нагнетательного устройства, которое распределяет полимер по соответствующим нагнетательным скважинам в пяти областях схемы [57]. Установка была рассчитана на максимальную производительность закачки 1590 м<sup>3</sup>/сутки при рабочем давлении 13790 кПа. Резервуары на 400 баррелей используются для подачи воды к пяти отдельным комплексным насосам и такой же резервуару на 400 баррелей, используемому для хранения полимера в виде эмульсий. Вода и полимер закачиваются в блок нагнетания полимера к резервуарам для хранения. Через линии впрыска с пластиковым покрытием 7,3 см, где он измеряется турбинными счетчиками и проходит через 2,54 см из нержавеющей стали, статический в линейные смесители к соответствующим нагнетательным скважинам. Каждая скважина имеет свой собственный трехсекционный впускной насос, смеситель и насос-дозатор для полимеров. Жидкий полимерный концентрат в чистом виде не подвергается механическому разложению и перекачивается винтовым насосом прогрессивного типа в зону салазок, где он фильтруется через 15-микронный фильтр, а затем на вторую ступень через 50-микронный фильтр.

Полимер подается во всасывающий патрубок дозирующих насосов с постоянным давлением 138 кПа с помощью обратного клапана. Избыток полимера отводится и рециркулируется в резервуар для хранения полимера. Фильтрующие насосы нагнетают воду в статические смесители внутри, где жидкий полимер становится гидратированным при переворачивании эмульсии. Скорость закачки находится в диапазоне от 64 до 318 м<sup>3</sup>/день на скважину с вязкостью от 25 до 82 сП в зависимости от развития нагнетательной скважины в рамках соответствующего графика закачки.

Уровни кислорода в закачиваемой воде поддерживаются на уровне менее 50 ppb за счет использования газовых подушек. Резервуары для хранения воды имеют подушки для природного газа, а для резервуаров для хранения полимеров и кожуха водозаборных скважин предусмотрены азотные подушки. Уровни железа поддерживаются на уровне менее 0,1 ppm за счет использования труб из нержавеющей стали в зоне полимерного салазок. Органы управления и автоматическая система размещены в одном здании с полимерными салазками и работают как на отдельной скважине, так и на системе. Отдельные средства управления скважиной включают в себя отключение высокого давления на выходе из полимерного дозирующего насоса, выключатель низкого расхода полимера непосредственно перед статическим встроенным смесителем, реле высокого и низкого давления в линии нагнетания и выключатель отключения при низком уровне масла на тройном картере. При отключении тройного

впрыскивающего насоса отключается соответствующий дозирующий насос полимера, и наоборот.

Закачка полимера для контроля подвижности на установке Hitts Lake оказалась успешной с точки зрения повышения эффективности вытеснения по сравнению с обычным заводнением.

Контроль качества поверхности имеет важное значение для успеха полевых применений проектов закачки полимеров, особенно в высокотемпературной среде, такой как установка на озере Хиттс.

Тесная связь между полевым и лабораторным персоналом необходима при проектировании, внедрении и эксплуатации, чтобы минимизировать эксплуатационные проблемы.

Проблемы могут возникнуть при нанесении эмульсионного полимера при определенных комбинациях скоростей нагнетания, концентраций полимера, характеристик воды и смесительного оборудования.

Проблемы полимерной инверсии можно решить с помощью конструкции оборудования и эффективной программы контроля качества.

Правильная конструкция смесительного и инъекционного оборудования имеет важное значение для устранения потенциальных проблем при эксплуатации. Полиакриламиды подвержены биологическому разложению. Вода для инъекций и растворы полимеров должны контролироваться на наличие бактерий, и программа биоцидов должна запускаться при первых признаках их существования.

Отличительные особенности проекта в месторождении Hitts Lake [57]:

- Среднее рабочее давление 14 МПа.
- Недлительное первичное смешивание полимера с водой до 400 ppm
- Использовались 50 микронные фильтры для нерастворённого полимера и часть полимера отфильтровывалось
- Разбавление полимера до целевой концентрации (200ppm) происходило в миксере на устье скважины
- Из-за наличия кислорода в системе происходила деструкция ПАА.
- В проектированной технологической схеме не учитывалось внедрение биоцидов, изоляции кислорода и качественной подготовки полимерного раствора.
- Для приготовления раствора полимер был в виде порошка

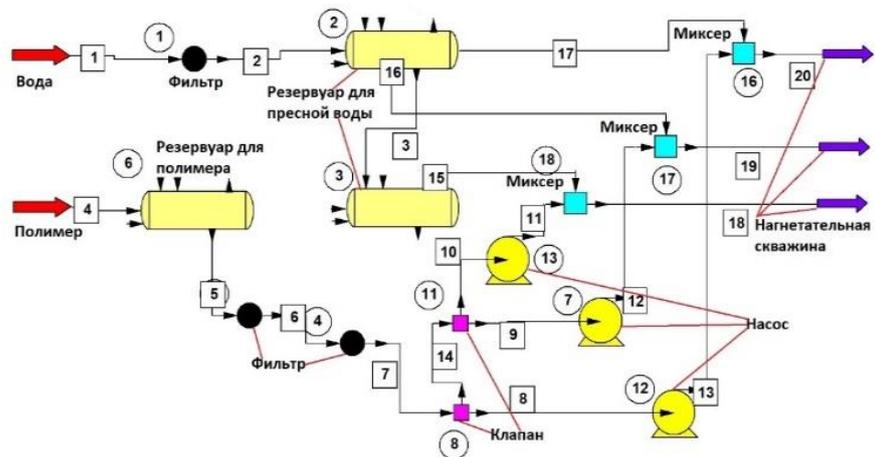


Рисунок 10 – Технологическая схема проекта в месторождении Hitts Lake [57]

Анализ проекта в месторождении Daqing [58]. Полимер растворяли периодически. Сначала готовили высококонцентрированную маточную смесь с 20% общего расхода закачиваемой воды и загружали в резервуар, где происходила гидратация в атмосфере азота. Затем гидратированный раствор переносили в резервуар для приготовления. Раствор перемешивали в течение 6 часов в атмосфере инертного газа. Затем раствор разбавляли водой перед окончательной фильтрацией и впрыском. Цитрат натрия и биоцид (формальдегид) добавляли в воду для закачки (при соответствующей концентрации 20 и 200 ppm) для предотвращения разложения, осаждения полимера и закупоривания резервуара из-за роста бактерий. Кроме того, трубы нагнетательных скважин были покрыты пластиком для предотвращения разрушения ионами металлов.

Большая часть существующих производственных мощностей и оборудования для закачки использовалась при эксплуатации пилотного проекта. Рядом с нагнетательным насосом установлена переносная смесительная установка, которая подает воду в шесть пилотных нагнетательных скважин. Добавочная вода, используемая для смешивания сухого полимера, была смягчена и также обработана гидросульфитом натрия для удаления кислорода. Количество регуляторов потока (клапаны, штуцеры и измерители) было сведено к минимуму, чтобы избежать разрушения полимера при сдвиге. Во время фазы закачки полимера правильное распределение полимера в каждую нагнетательную скважину поддерживалось периодической закачкой, а не ограничением скорости закачки штуцером. Таким образом, разложение полимера за счет сдвига на устье скважины было сведено к минимуму. Были приняты все возможные меры предосторожности, чтобы минимизировать деградацию при сдвиге на поверхности и на устье скважины, некоторое механическое ухудшение могло произойти в стволе скважины.

Отличительные особенности проекта в месторождении Daqing [58]:

- Сначала готовилась высококонцентрированный маточный раствор;
- При обнаружении бактерий в воде вводились бактерициды;

- Кислород удаляли при помощи гидросульфита натрия;
- Оборудования продували азотом для предотвращения окисления полимера ионами Fe<sup>++</sup>;
- 6 часов требуется для получения необходимого раствора. Затем раствор разбавляли водой перед окончательной фильтрацией и закачкой;
- Трубы нагнетательных скважин были покрыты пластиком для предотвращения разрушения ионами металлов.

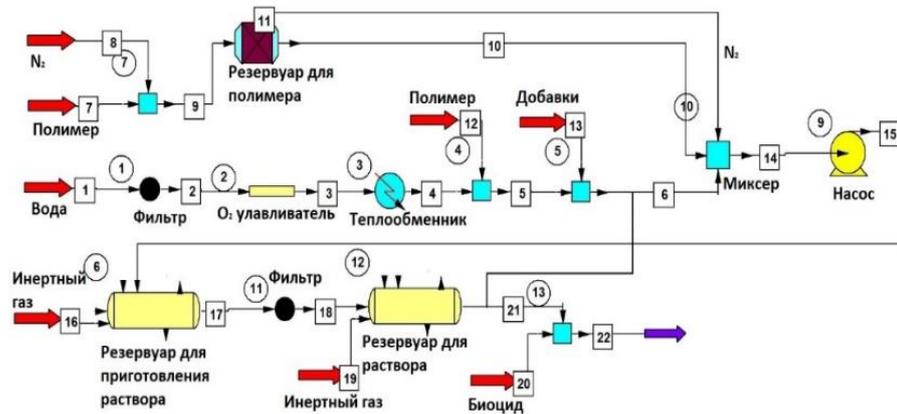


Рисунок 11 – Технологическая схема проекта в месторождении Daqing [58]

Портативная установка нагнетания, смонтированная на платформе - вследствие ограниченности пространства платформы, установка для нагнетания полимера для заводнения на морских месторождениях должна иметь наименьшую горизонтальную площадь и пространство; наименьший вес; наименьшую деградацию полимера при сдвиге и потребность в электроэнергии; наиболее автоматическую работу; достаточно длительный срок службы. Кроме того, совершенно необходимо, чтобы полимер для вытесняющего агента был способен как можно быстрее диспергироваться в закачиваемой воде, скорость закачки раствора полимера была намного больше, чем на наземных месторождениях, а концентрация концентрированного раствора была достаточно высокой.

В соответствии с вышеизложенным, на рис. 6 показаны основные компоненты разработанной и изготовленной портативной инъекционной установки на салазках: (1) смесительный резервуар, быстро и равномерно разделяющий полимер на воду; (2) резервуар для гидратации, в котором исходный гидратированный полимер полностью растворяется до образования раствора; (3) статический смеситель, смешивающий концентрированный полимерный раствор и закачиваемую воду в полимерный движущий агент, и (4) программируемый логический контроллер, автоматически регулирующий параметры работы установки на салазках для обеспечения ее нормальной работы.

Порошкообразный полимер в бункере всасывается над порошкообразный полимер в бункере, всасываемый над смесительным баком вентилятором, и вода

из пласта в надлежащем массовом соотношении перемешиваются через верхнюю механическую мешалку в смешительном баке около нескольких минут, после чего смесь переливается в гидратационный бак с помощью передаточного насоса, закрепленного между трубками, и хранится в течение 60 минут при перемешивании для получения целевого концентрированного раствора полимера 5,000 мг/л.

Концентрированный раствор полимера в концентрации 5,000 мг/л в резервуаре гидратации подается плунжерным насосом и сближается с закачиваемой водой таким образом, чтобы достичь разбавленного полимерного раствора 1,750 мг/л в статическом смесителе, затем разбавленный полимерный раствор, пропущенный через сетчатый фильтр, закачивается в скважину для ввода воды, и, наконец, закачивается в продуктивный пласт после прохождения через сетчатую гравийную упаковку.

Отличительные особенности проекта в месторождении Dalia [59]:

- Исключительный случай из-за специфической логистики в глубоководной удаленной зоне для снижения требуемого места хранения полимера использовали эмульсию ПАА (30%)
- ПАА в виде эмульсии сокращало время, необходимое для формирования необходимого раствора, которое достигается в резервуаре для приготовления раствора.
- 30 минут было достаточно для достижения необходимой вязкости

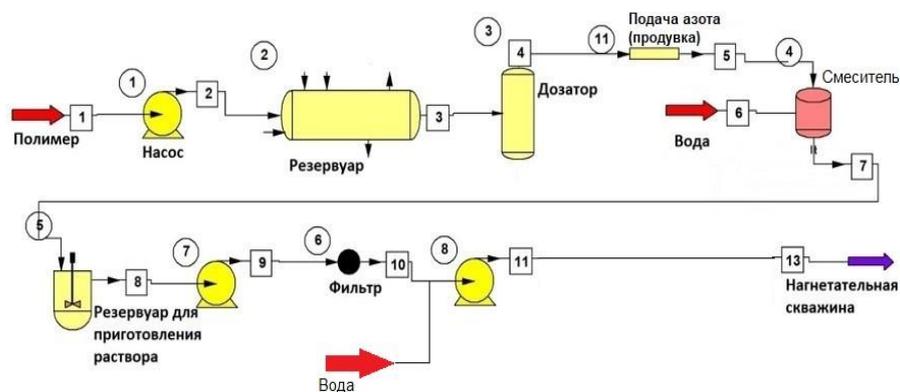


Рисунок 12 – Технологическая схема проекта в месторождении Dalia [59]

Опыт других месторождений и повышенная температура месторождения Узень указывает на необходимость изоляции системы от  $O_2$ . Связи условиями наземного обустройства и малыми объемами ПАА при пилотном проекте рекомендуется использовать полимер в виде порошка. В случае полномасштабного внедрения необходимо рассмотреть возможность производства полимера в виде эмульсии непосредственно на месторождении. Использование эмульсии удешевляет стоимость. Учитывая все вышесказанные нюансы при подготовке оборудования, предлагается технологическая схема на рисунке 13.

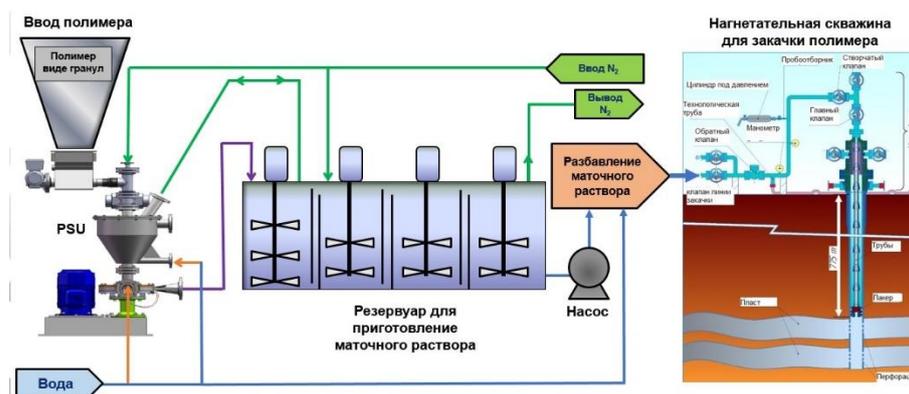


Рисунок 13 – Технологическая схема пилотного проекта в месторождении АО «ОМГ»

В качестве оборудования для подготовки полимерного раствора предлагается использовать готовое решение в виде системы «FLOQUIP PIUC», показанное на рисунке 14. Установка состоит из стандартных контейнеров для легкой транспортировки и специально разработан для минимизации общего размера оборудования и занимаемой площади в полевых условиях. В зависимости наличия воды под высоким давлением разбавление водой может производиться при низком или высоком давлении (см. Рисунок 5.6). Процесс разбавления позволяют осуществлять контролируемую закачку в каждую отдельную скважину без механической деструкции полимера. Для различных целей таких как тестирование приемистости и проведение пилотного проекта есть в наличии модели установки, различающиеся скоростью закачки жидкости (Таблица 8).

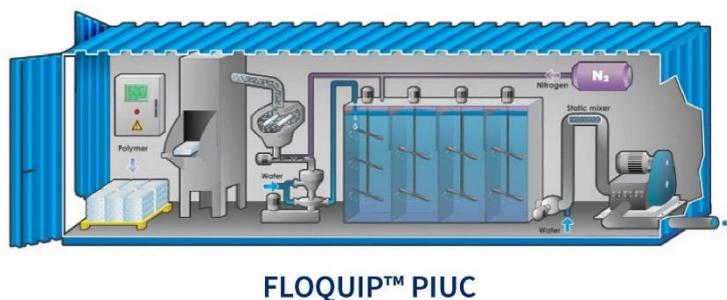


Рисунок 14 – Вид установки «FLOQUIP PIUC» для закачки полимера

Таблица 8 – Производительность установок закачки полимера «FLOQUIP PIUC»

Модель	Цель	Скорость закачки жидкости, м3/сут при 1 500 ppm	Скорость закачки полимера, тонн/сут
FLOQUIP™ PIUC	Тест на приемистость / Тестирования на одной скважине	960	1,4
FLOQUIP™ PIU 100	Пилотная, небольшая скорость закачки	1 590	2,5
FLOQUIP™ PIU 300	Пилотная, средняя скорость закачки	4 770	7,5
FLOQUIP™ PIU 600	Полноценный проект, большой объем закачки	9 600	15

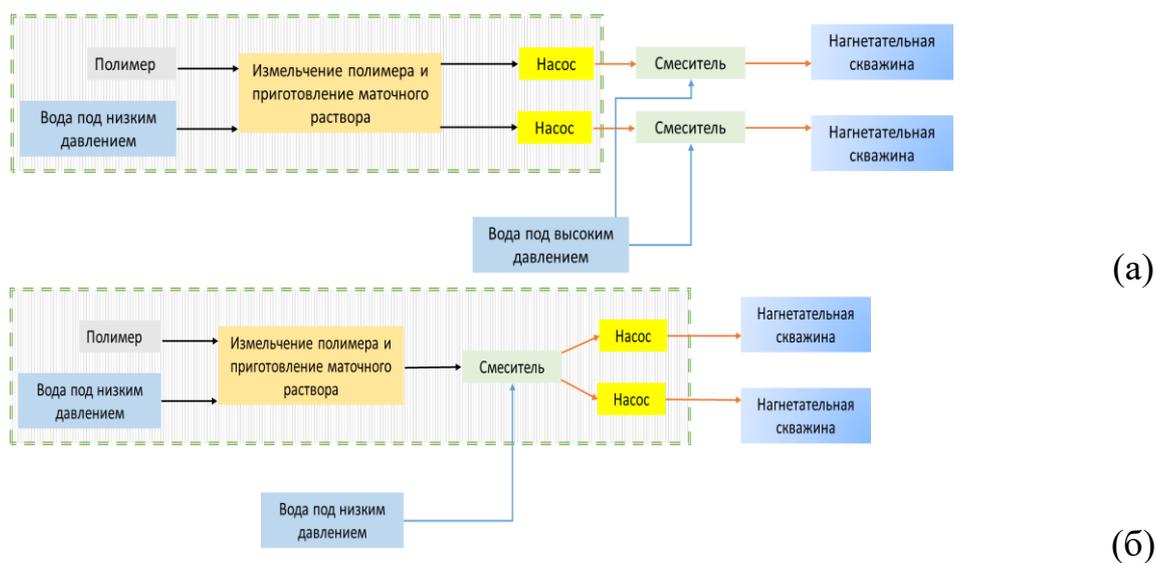


Рисунок 15 – Технологическая схема системы приготовления и закачки полимерного раствора при наличии воды под высоким давлением (а) и при наличии только воды низкого давления (б)

#### 4 Критерии и выбор потенциальных объектов воздействия

Одним из перспективных объектов пилотного испытания ПЗ является горизонт 5, так как по значениям приемистости, минерализации, толщины пласта, количество реагирующих скважин, коэффициент расчленённости – благоприятный. (Таблица 9).

Таблица 9 – ГФХ горизонтов месторождений А. Отмеченные зеленые ячейки – критерий с наиболее предпочтительными условиями для ПЗ, а желтые – относительно неподходящие условия

Параметр	Единица измерения	Критерий			Горизонт					
		минимум	максимум	предпочтительный	1	2	3	4	5	6
Литология	тип	любой	любой	песчаник	песчаник	песчаник	песчаник	песчаник	песчаник	песчаник
Приемистость по воде	м <sup>3</sup> /сут	100	неогран.	>200	165	222	225	197	272	299
Проницаемость	мД	50	неогран.	>500	210	240	140	150	130	120
Пористость	%	10	37	>20	26	25	23	23	23	23
Температура	°С	неогран.	100	<50	54,3	57,1	59,5	61,9	64,3	66,7
Глубина залегания	м	150	3300	<1300	1 097	1 102	1 120	1 124	1 126	1 130
Вязкость нефти	сП	1	1300	<50	4,51	3,58	3,85	3,96	4,28	4,21
Плотность	г/см <sup>3</sup>	0,75	0,98	0,8	0,78	0,79	0,78	0,80	0,80	0,78
Минерализация воды	г/л	0,4	167	<37	35	39	59	57	49	64
Концентрация растворенного кислорода при наличии железа в воде	мг/л	0,001	0,33	0,001	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Коэффициент подвижности	безразмерный	1	40,00	<10	-	2,68	1,97	-	1,73	-
Тек. нефтенасыщенность	%	26	неогран.	>40	58	55	55	55	54	53
Тек. обводненность	%	неогран.	96	<90	89,90	90,20	90,00	90,7	90,0	82,5
Нефтенасыщенная толщина пласта	м	3	50	>10	13,2	37,8	20,2	21	34,3	21,6
Соотношение скважин доб/нагн	безразмерный	1/3	5/1	5/1	3/1	4/1	4/1	4/1	6/1	5/1
Коэффициент расчлененности	доли ед.			1	2,20	3,10	2,50	2,00	1,70	1,60

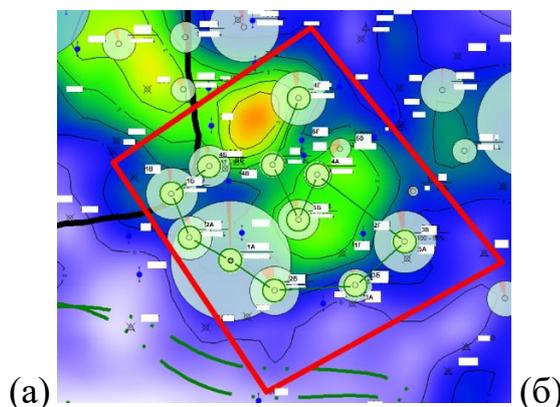
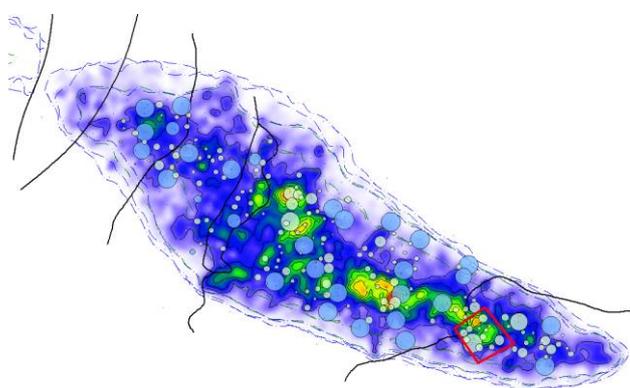


Рисунок 16 – Карта плотности ОИЗ, горизонт 5 (а) и потенциальный пилотный участок (б)

Потенциальным участком для пилотного испытания ПЗ рассматривается горизонт 5 из-за:

- Большая концентрация добывающих скважин в участке: 1А, 1Б, 1В, 2А, 2Б, 2В, 3А, 3Б, 3В, 4А, 4Б, 4В, 5А, 5Б, 5Г.
- Данный участок сравнительно однородный по распространению коллектора и менее расчленён.
- Дебиты по жидкости варьируются от 31 до 203 т/сут, при интегральной обводненности 94%.
- Предполагается перевод под закачку добывающих скважин 1А и 4А, сперва под воду (3-6 месяца), затем под полимер.

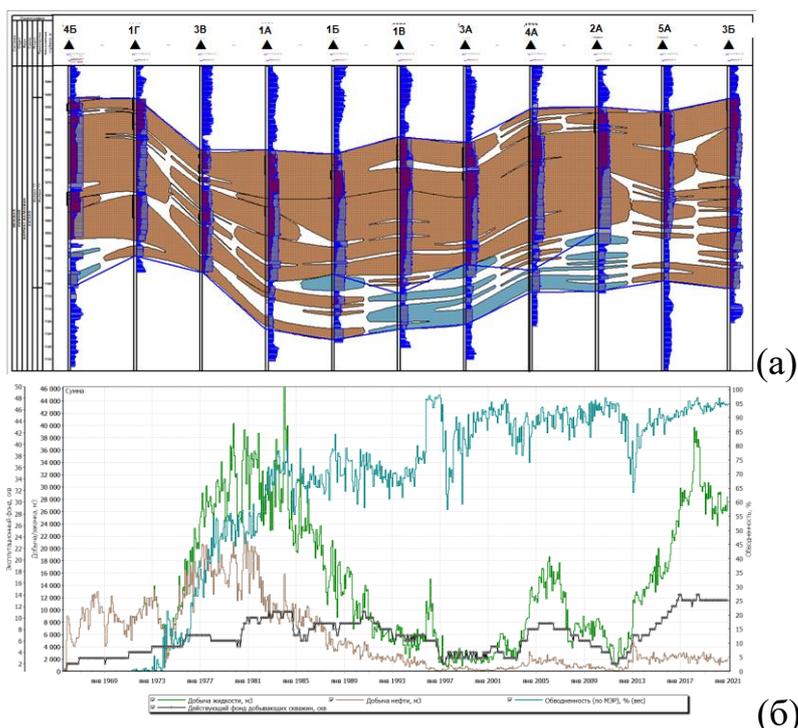


Рисунок 17 – Геологический профиль по линии скважин (а) и динамика технологических показателей разработки (б)

Рекомендуемый вариант реализации полимерного заводнения:

- Рекомендуется закачка ~15 сП раствора полимера
- Концентрация полимера ~1500ppm, 310 т ПАА/год
- Приемистость скважин ~ 600 м<sup>3</sup>/сут
- Компенсация ~ 100%

Прогноз выполнен оперативно на основе опыта Каламкаса. Анализ и ожидаемый технико-экономический эффект будет уточняться каждые полгода по фактическому полученным данным

## 5 Анализ технико-экономической эффективности

В процессах химического повышения нефтеотдачи (ПНП) операционные расходы всегда связаны с закачиваемыми химикатами. Капитальные затраты, связанные с наземными сооружениями, обычно составляют 10–20% бюджета, в то время как затраты, связанные с лабораторными исследованиями и этапом проектирования, составляют максимум 1% в течение всего срока реализации коммерческого проекта.

Важным фактором, определяющим выбор одного метода по сравнению с другим, является расположение нефтяного месторождения. Каждое месторождение нефти по определению имеет свои особенности. Практически невозможно дать точную экономическую оценку, не зная первичных затрат, характерных для каждой юрисдикции. Поэтому рассмотрим упрощенные примеры операционных и капитальных затрат. Идея состоит в том, чтобы очертить основные контуры типичного подхода к химическому увеличению нефтеотдачи и дать порядок величины связанных с этим затрат.

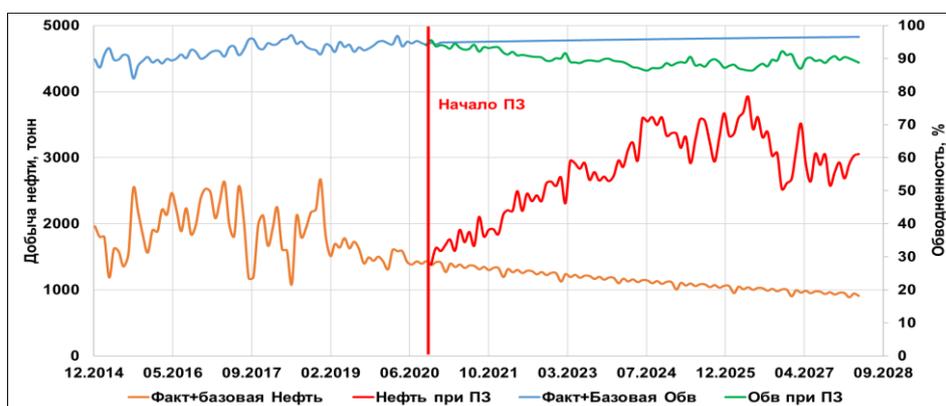


Рисунок 18 – Прогноз полимерного заводнения по аналогу проекта на месторождении Каламкас

Обработка воды и закачка. Затраты на обработку воды очень важны при закачке полимеров на месторождении, где обводненность достигла своего экономического предела. Закачка полимера действительно в подавляющем большинстве случаев вызовет снижение обводненности, которое может быть значительным в зависимости от истории коллектора и наличия водоносного горизонта. Например, на некоторых моделях нефтяного месторождения Дацин наблюдалось снижение обводненности на 10%, что привело к значительной экономии [7]. В пилотном и полномасштабном проекте есть возможность использование альбсеноманской воды. Себестоимость 1 м<sup>3</sup> альбсеноманской воды составляет 125 тг.

При переходе с заводнения на полимерное заводнение важно анализировать затраты на материалы и инфраструктуру для каждого проекта, однако также важно учитывать потенциальную экономию. Полимер может

действовать как понизитель трения, уменьшая падение давления до 70% в трубах, где поток является турбулентным. Учитывая требования к электричеству в диапазоне от 0,03 до 2 кВт/баррель, это может привести к значительной экономии для больших промышленных мероприятий.

Обводненность достигла 95% и вероятно очень близка к экономическому пределу. В этом случае следует рассмотреть возможность применения химических методов повышения нефтеотдачи для дальнейшего увеличения конечного коэффициента извлечения. После тщательного анализа коллектора и флюида, включая рассмотрение как вязкости нефти, так и неоднородности коллектора, было выбрано значение вязкости равное 15 сП для получения значения коэффициента подвижности ниже 1. Дополнительно был проведен прогноз ПЗ Целевая вязкость (15 сП) была достигнута с активным продуктом 1500 ppm с использованием обычного сополимера акриламида и акриловой кислоты с высокой молекулярной массой. В Таблице 10 предоставлена экономическая эффективность проекта.

Таблица 10 – Экономическая эффективность проекта

№ п/п	Наименование показателей	ЕИ	Значение показателей
1	Проектный период	годы	2021 - 2027
2	Рентабельный период	годы	2021 - 2027
3	Дополнительная добыча нефти	тонн	139 996
4	Расходы полимера	тонн	2 170
5	Затраты на ОППЗ	млн. тенге	4 595
6	Выручка от продажи нефти	млн. тенге	15 703
7	Эксплуатационные затраты (за вычетом затрат на ОППЗ)	млн. тенге	7 245
8	Капитальные вложения	млн. тенге	381
9	Чистая прибыль	млн. тенге	3 001
10	Дисконтированный денежный поток (NPV) при ставке 12,24%	млн. тенге	2 034
11	Дисконтированный денежный поток (NPV) при ставке 14,34%	млн. тенге	1 914
12	Срок окупаемости (дисконтированный-DPBP) при ставке 12,24%	лет	5,1
13	Срок окупаемости (дисконтированный-DPBP) при ставке 14,34%	лет	5,1
14	Индекс окупаемости (PI)	д.е.	1,41

В химических процессах увеличения нефтеотдачи операционные затраты являются крупнейшим компонентом общей стоимости внедрения. Учитывая текущую стоимость полимеров используемыми в этом процессе. Окончательная стоимость полимера будет зависеть от объема пор, закачиваемых в пласт.

Суммарная стоимость закачанного полимер и оборудование за 6 лет закачки равна 4 595 млн тенге. Общие расходы за тот же период составляют примерно 11 840 млн тенге. Срок окупаемости проекта составляет 5,1 лет. Значение показателей дает порядок величины того, чего можно ожидать при запуске пилотного проекта по закачке полимера.

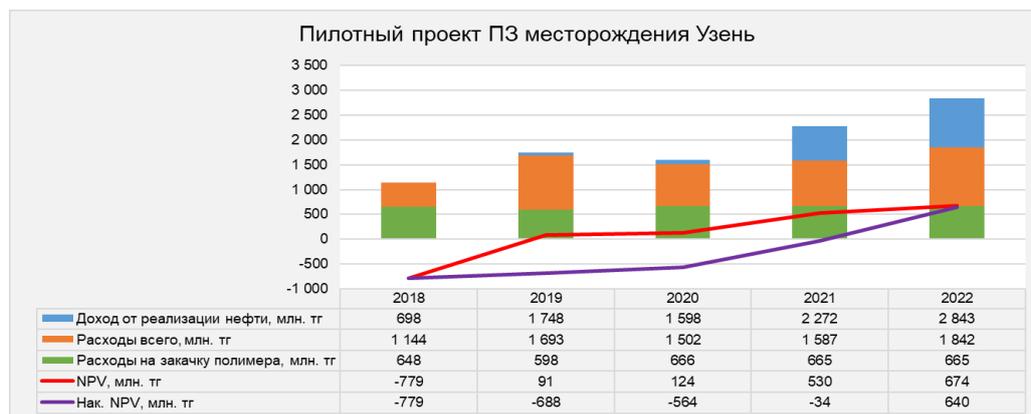


Рисунок 19 – Техничко-экономическая оценка

Полимерное заводнение является хорошей альтернативой для добычи большего количества нефти с меньшим риском и меньшими затратами. Идея после такого пилотного проекта, в случае успеха, состоит в том, чтобы продолжить с тем же оборудованием и добавить модули с насосами для обработки большего количества скважин. Эта стратегия очень хорошо дополняет поэтапную разработку и внедрение в более крупных областях. Главный вывод, который можно сделать из этого приблизительного экономического расчета, заключается в том, что даже на стадии пилотного проекта можно получить положительные результаты как с технической, так и с экономической точки зрения, если подход к реализации будет правильно разработан.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведен литературный обзор 134 публикаций. На его основе проведен анализ геолого-физических условий применения, физико-химических свойств и формулировки применяемых полимеров, источника водоснабжения, наземного оборудования и критерии эффективного применения технологии ПЗ. Ввиду доступности, низкой цены, удобства применения и геолого-физических условий месторождения Узень в качестве полимера был выбран гидролизированный полиакриламид (ПАА) в виде порошка.

Ввиду лучшего химического состава воды альбсеноманского горизонта (т.е. низкого содержания  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ , нефтепродуктов, мех. примесей) и существования инфраструктуры рекомендовано использование альбской воды вместо морской и пластовой воды. Из-за ограниченного времени реологические исследования полимерного раствора на альбской воде не проводились, но рекомендуется провести в ближайшем времени на всех растворителях.

На основе опыта применения рекомендована концентрация ПАА 1500 ppm с получаемой вязкостью 15 сП ( $25^\circ\text{C}$ ;  $7,3 \text{ c}^{-1}$ ). Рекомендуется использовать оборудование с герметичной системой от  $\text{O}_2$  для повышения стабильности полимерного раствора и повышения коэффициента эксплуатации установки. Согласно выработанных критериев эффективного применения выбран 5 горизонт, участок группы скважин 1А и 4А. Рекомендуется перевести под закачку высоко-обводнённые добывающие скважины 1А и 4А. По технико-экономическим оценкам проектный период составляет 7 лет, а срок окупаемости составляет 5 лет. Расход ПАА 2 170 тонн, дополнительная добываемая нефть составляет 140 тысяч тонн при закачке ~30% порового объема. Рекомендуется по полученным фактическим результатам корректировать план закачки (источник воды, приемистость, концентрация/вязкость раствора, объем оторочки и т.д.), мировой опыт показывает максимальный эффект достигается при 100% PV закачки.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Dennis Beliveau. Waterflooding Viscous Oil Reservoirs // Society of Petroleum Engineers –2009. – Vol.12, №5 // doi <http://dx.doi.org/10.2118/113132-па>
- 2 Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России: важно не упустить время // <http://www.eu.com/> 2013
- 3 Силин М.А. Публичный аналитический доклад по направлению научно-технологического развития «Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья». – М.: Национальный институт нефти и газа, 2014. – 452 с.
- 4 Sagyndikov, M., Mukhambetov, B., Orynbasar, Y., Nurbulatov, A., Aidarbayev, S. 2018. Evaluation of Polymer Flooding Efficiency at brownfield development stage of giant Kalamkas oilfield, Western Kazakhstan. Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition held in Astana, Kazakhstan, 31st October – 2nd November 2018. SPE-192555-MS. <https://doi.org/10.2118/192555-MS>
- 5 Dakhliа H., Wu W.J., Lim M.T., Delshad M. Simulation of Surfactant Flooding Using Horizontal Wells // Annual Technical Meeting. – Calgary: Alberta, 1995 // <http://dx.doi.org/10.2118/95-82>
- 6 R. B. Needham, P. H. Doe, Polymer flooding review, SPE 17140, JPT December 1987
- 7 Yang Fulin, Yang Xizhi, High concentration polymer flooding is successful, SPE 88454, 2004
- 8 Seright, R.S. 2017. How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? Review of Previous and Current Practices. SPE J. 22 (1): 1-18. SPE-179543-PA. <https://doi.org/10.2118/179543-PA>
- 9 Kulawardana E., Koh H, Kim D. et al. 2012. Rheology and transport of improved eor polymers under harsh reservoir conditions. Paper SPE154294 presented at the Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 14–18 April.
- 10 Vermolen E.C.M., Van Haasterecht M.J.T., Masalmeh S.K. et al. 2011. Pushing the envelope for polymer flooding towards high-temperature and high-salinity reservoirs with polyacrylamide based ter-polymers. Paper SPE 141497 presented at SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, 25–28 September.
- 11 Gaillard N., Giovannetti B., Favero C., 2010. Improved oil recovery using thermally and chemically stable compositions based on co and ter-polymers containing acrylamide. Paper SPE 129756 presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 24–28 April.
- 12 Fernandez, I.J. 2005. Evaluation of Cationic Water-Soluble Polymers With Improved Thermal Stability. Paper SPE 93003 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February.
- 13 Doe, P.H., Moraghi-Araghi, A., Shaw, J.E., and Stahl, G.A. (1987). Development and evaluation of EOR polymers suitable for hostile environments-Part

1: copolymers of vinylpyrrolidone and acrylamide. *SPE Reservoir Engineering* 2: 461–467.

14 Favero, C., Gaillard, N., and Giovannetti, B. (2014). Polymers for enhanced hydrocarbon recovery. World patent WO2014166858 filed 7 April 2014 and issued 16 October 2014.

15 Remp, P. and Merrill, E.W. (1991). *Polymer Synthesis*, Chap. 4, 2e. Hülthig & Wepf. ISBN: 3-85739114-6.

16 Yocum, R.H. and Nyquist, E.B. (1973). *Functional Monomers, Their Preparation, Polymerization, and Application*, vol. 1. Ed. Marcel Dekker. 715pp. ISBN: 0-8247-1810-0.

17 Molyneux, P. (1982). *Water-Soluble Synthetic Polymers: Properties and Behavior*. Chap. III – 3, vol. I. CRC Press. ISBN: 0-8493-6136-2.

18 Seright, R.S., Campbell, A.R., Mozley, P.S., and Han, P. (2010). Stability of partially hydrolyzed polyacrylamides at elevated temperatures in the absence of divalent cations. *SPE Journal* 341–348.

19 Audibert, A. and Argillier, J.-F. 1995. Thermal stability of sulfonated polymers. SPE 28953 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, USA, 14–17 February.

20 Gaillard N., Giovannetti B., Favero C. et al. 2014, New water soluble NVP acrylamide terpolymers for use in EOR in harsh conditions. SPE169108 presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 12–16 April.

21 Hollander, A.F., Ssomasundaran, P., and Gryte, C.C. (1981). Adsorption characteristics of polyacrylamide and sulfonate-containing polyacrylamide copolymers on sodium kaolinite. *Journal of Applied Polymer Science* 26: 2123–2138.

22 Kamal, M.S., Sultan, A.S., Al-Mubaiyedh, U.A., and Hussein, I.A. (2015). Review on polymer flooding: rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems. *Polymer Reviews* 55(3): 491–530. <https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821>.

23 Levitt, D.B. and Pope, G.A. 2008, Selection and screening of polymers for enhanced-oil recovery. SPE113845 presented at the SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 19–23 April.

24 Moradi-Araghi, A., Cleveland, D.H., Jones, W.W. et al. 1987. Development and evaluation of EOR polymers suitable for hostile environments: II-copolymers of acrylamide and sodium AMPS. Paper SPE 16273 presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio, Texas, USA, 4–6 February.

25 Noik Ch., Audibert A., and Delaplace Ph. 1994. Injectivity of sulfonated polymers under North Sea oil field conditions. SPE 27769 presented at the SPE/DOE 9th Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 17–20 April.

26 Parker, W.O. and Lezzi, A. (1993). Hydrolysis of sodium-2-acrylamido-2-methylpropanesulfonate copolymers at elevated temperature in aqueous solution via <sup>13</sup>C n.m.r. spectroscopy. *Polymer* 34 (23):4913–4918.

27 Ryles, R.G. (1988). Chemical stability limits of water-soluble polymers used in oil recovery. *SPE Reservoir Engineering* 3 (1): 23–34.

28 Rashidi, M. 2010. Physico-chemistry characterization of sulfonated polyacrylamide polymers for use in polymer flooding. PhD thesis. University of Bergen.

29 Rashidi, M., Blokhus, A.M., and Skauge, A. (2010). Viscosity and retention of Sulfonated polyacrylamide polymers at high temperature. *Journal of Applied Polymer Science*, published in Wiley InterScience, <https://doi.org/10.1002/app.33056>.

30 Rashidi, M., Blokhus, A.M., and Skauge, A. (2009). Viscosity study of salt tolerant polymers. *Journal of Applied Polymer Science*, Published in Wiley InterScience. <https://doi.org/10.1002/app.32011>.

31 Zaitoun A., Makakou P., Blin N. et al. 2011. Shear stability of EOR polymers. SPE 141113 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, 11–13 April.

32 Argabright, P.A., Rhudy, J.S., and Phillips, B.L. (1982). Partially hydrolysed polyacrylamides with superior flooding and injection properties. SPE 11208, presented at the SPE 57th Annual Fall Conference, New Orleans, Louisiana, USA, 26–29 September.

33 Holzwarth, G., Soni, L., Schulz, D.N., and Bock, J. (1988). Absolute MWDs of polyacrylamides by sedimentation and light scattering. In: *Water Soluble Polymers for Petroleum Recovery* (ed. G.A. Stahl and D.N. Schulz), 215–229. New York: Plenum Publishing Corp.

34 Thomas, Antoine. (2019). *Essentials of polymer flooding technique*. 64-230. ISBN: 9781119537588.

35 Bock, J., Valint, P.L., Pace, S.J., and Gardner, G. 1987. Enhanced oil recovery with hydrophobically associating polymers containing sulfonate functionality. US Patent No. 4,702,319.

36 Bock, J., Valint, P.L., Pace, S.J. et al. (1988). Hydrophobically associating polymers. In: *Water-Soluble Polymers for Petroleum Recovery* (ed. G.A. Stahl and D.N. Schulz), 147–160. New York City: Plenum Press.

37 Buchgraber, M., Clements, T., Castanier, L.M. et al. 2009. The displacement of viscous oil by associative polymer solutions Paper SPE122400 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 4–7 October. <https://doi.org/10.2118/122400-MS>.

38 Dupuis, G., Rousseau, D., Tabary, R., and Grassl, B. (2011). Flow of hydrophobically modified water-soluble-polymer solutions in porous media: new experimental insights in the diluted regime. *Society of Petroleum Engineers Journal* 16 (1): 43–54. SPE-129884-PA. <https://doi.org/10.2118/129884-PA>.

39 Evani, S. 1981. Water-dispersible hydrophobic thickening agent. US Patent 4,432,881, filed 6 February 1981 and issued 21 February 1984.

40 Evani, S. 1983. Enhanced oil recovery process using a hydrophobic associative composition containing a hydrophilic/hydrophobic polymer. US Patent 4,814,096, filed 1 August 1983 and issued 21 March 1989.

41 Gaillard, N. and Favero, C. 2007. High molecular weight associative amphoteric polymers and uses thereof. US Patent 7,700,702, filed 13 December 2007 and issued 20 April 2010.

42 McCormick, C.L. and Johnson, C.B. (1988). Structurally tailored macromolecules for mobility control in enhanced oil recovery. In: *Water-Soluble Polymers for Petroleum Recovery* (ed. G.A. Stahl and D.N.Schulz), 161–180. New York City: Plenum Press.

43 Taylor, K.C. and Nasr-El-Din, H.A. (1998). Water-soluble hydrophobically associating polymers for improved oil recovery: a literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 19 (3–4):265–280. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(97\)00048-X](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(97)00048-X).

44 Taylor, K.C. and Nasr-El-Din, H.A. 2007. Hydrophobically associating polymers for oil field applications. Paper CIPC 2007–016 presented at the Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada, 12–14 June. <https://doi.org/10.2118/2007-016>.

45 Seright, R.S., Fan, T., Wavrik, K. et al. 2011. Rheology of a new sulfonic associative polymer in porous media. Paper SPE 141355 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, The Woodlands, Texas, USA, 11–13 April.

46 Winnik, F.M. (1989). Association of hydrophobic polymers in water: fluorescence studies with labeled (hydroxypropyl)celluloses. *Macromolecules* 22 (2): 734–742.

47 Bokias, G., Hourdet, D., and Iliopoulos, I. (1997). Hydrophobic interactions of poly (N-isopropylacrylamide) with hydrophobically modified poly (sodium acrylate) in aqueous solution. *Macromolecules* 26:8293.

48 Hara, M. (1992). *Polyelectrolytes: Science and Technology*. Chap 3. Marcel Dekker. ISBN: 0-8247-8759-5.

49 Bonnier, J., Rivas, C., Gathier, F. et al. Inline viscosity monitoring of polymer solutions injected in chemical enhanced oil recovery processes Paper SPE 165249 presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2–4 July.

50. Seright, R.S. and Skjevrak, I.. 2014. Effect of dissolved iron and oxygen on stability of HPAM polymers. Paper SPE 169030 presented at the SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 12–16 April.

51 Jouenne, S., Klimenko, A., and Levitt, D. 2016. Polymer flooding: establishing specifications for dissolved oxygen and iron in injection water. Paper SPE179614 presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 11–13 April.

52 Shupe, R.D. (1981). Chemical stability of polyacrylamide polymers. *Journal of Petroleum Technology* 33 (8): 1513–1529. SPE-9299-PA. <https://doi.org/10.2118/9299-PA>.

53 Wellington, S.L. (1983). Biopolymer solution viscosity stabilization-polymer degradation and antioxidant use. *Society of Petroleum Engineers Journal* 901–912.

54 Al-Saadi, F.S., Amri, B.A., Nofli, S. et al. 2012. Polymer flooding in a large field in south oman—initial results and future plans. SPE-154665-MS presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, Muscat, Oman, 16–18 April. <https://doi.org/10.2118/154665-MS>.

55 Favero, C., Darras, S., and Giovannetti, B. (2013). Process for the enhanced recovery of oil by injection of a polymer solution. World patent WO2013/108174, filed 14 January 2013 and issued 25 July 2013.

56 Favero, C., Gaillard, N., and Giovannetti, B. (2009). Novel formulations of water-soluble polymers and stabilizing additives for injecting a single compound useable in injection fluids for chemical enhanced oil recovery, Patent WO2010/133258, filed 12 June 2009 and issued 25 November 2010.

57 Greaves, B.L., Marshall, R.N., and J.H. Thompson. "Hitts Lake Unit Polymer Project." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, September 1984. <https://doi.org/10.2118/13123-MS>.

58 Corlay, P., Lemouzy, P., Eschard, R., and Li Rui Zhang. "Fully Integrated Reservoir Study and Numerical Forecast Simulations of Two-Polymer Pilots in Daqing Field." Paper presented at the International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, March 1992. <https://doi.org/10.2118/22364-MS>.

59 Morel, Danielle C., Vert, Michel, Jouenne, Stéphane, Gauchet, Renaud, and Yann Bouger. "First Polymer Injection in Deep Offshore Field Angola: Recent Advances in the Dalia/Camelia Field Case." *Oil & Gas Fac* 1 (2012): 43–52. <https://doi.org/10.2118/135735-PA>.