

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

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

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Шиктыбаева Мадина Бекмагамбетовна

Оценка и выбор эффективного выбора борьбы с обводненностью на примере
месторождения Узень

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность 7M07202 – Нефтяная инженерия

Алматы 2021

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

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

Кафедра «Нефтяная инженерия»

УДК 622.276.6

На правах рукописи

Шиктыбаева Мадина Бекмагамбетовна

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

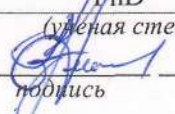
Название диссертации

Оценка и выбор эффективного выбора борьбы с обводненностью на примере месторождения Узень

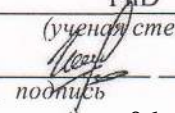
Направление подготовки

7М07202 – Нефтяная инженерия

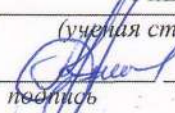
Научный руководитель

PhD
(ученая степень, звание)

подпись Кабдушев А.А.
Ф.И.О.
" 25 " 06 2021г.

Рецензент

PhD
(ученая степень, звание)

подпись Тургазинов И. К.
Ф.И.О.
" 25 " 06 2021г.

Нормоконтроль

PhD
(ученая степень, звание)

подпись Кабдушев А.А.
Ф.И.О.
" 25 " 06 2021г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

Нефтяная инженерия
(наименование кафедры)
М.Т.Н.
(ученая степень, звание)
Дайров Ж.К.
подпись Ф.И.О.

" " "

2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

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

Кафедра «Нефтяная инженерия»

7М07202 – Нефтяная инженерия

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Нефтяная инженерия

_____ Дайров Ж.К.

“ _____ ” _____ 2021 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Шиктыбаева Мадина Бекмагамбетовна

(Ф.И.О. обучающегося)

Тема: Оценка и выбор эффективного выбора борьбы с обводненностью на примере месторождения Узень

(тема магистерской диссертации)

Утверждена приказом Ректора Университета №330– М от "11" ноября 2019г.

Срок сдачи законченной диссертации " 22 " июня 2021г.

Исходные данные к магистерской диссертации: _____

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

а) Рассмотреть текущее состояние проблемы

б) Провести сравнение различных методов борьбы с обводненностью

в) Провести литературный обзор по выбранному методу

г) Рассмотреть основы воздействия

д) Провести экспериментальную часть работы в лаборатории

Рекомендуемая основная литература:

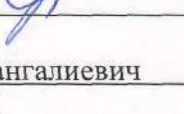
1. Берт Муллаев, Айгуль Абитова, Бибигул Туркпенбаева, Ольга Саенк «Месторождение Узень. Проблемы и решения. Том 1» //Нур-Принт, Алматы-2016 с 9-13
2. R. S. Seright, New Mexico Petroleum Recovery Research Center R. H. Lane, Northstar Technologies International, R. D. Sydansk, Sydansk

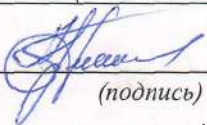
ГРАФИК подготовки магистерской диссертации

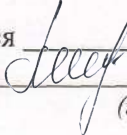
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Литературный обзор отечественных и зарубежных источников по теме снижения обводненности пластов	21.05.2020	
Теоретическая основа темы диссертации	07.01.2021	
Проведение лабораторного эксперимента и предоставление отчета	30.05.2021	

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Состояние пласта	Кабдушев А.А., PhD	25.06.2021 г.	
Причины избыточной обводненности		25.06.2021 г.	
Литературный обзор причин избыточной обводненности		25.06.2021 г.	
Потокоотклоняющие технологии-НРАМ		25.06.2021 г.	
Экспериментальная часть		25.06.2021 г.	
Нормоконтролер		25.06.2021 г.	

Научный руководитель  Кабдушев Арман Арстангалиевич
(подпись) (Ф.И.О.)

Задание принял к исполнению обучающийся  Шиктыбаева Мадина Бекмагамбетовна
(подпись) (Ф.И.О.)

Дата

" 26 " июня 20__ г.

АННОТАЦИЯ

Обзор существующих методов снижения обводненности. Потокоотклоняющие технологии как наиболее эффективный метод увеличения нефтеотдачи коллекторов с изменением направления фильтрационных потоков. Избыточная добыча воды на любом месторождении оказывает негативное влияние. В данной работе рассмотрены существующие методы снижения обводненности. Одним из методов снижения обводненности в неоднородных пластах рассмотрены потокоотклоняющие технологии (ПОТ).

Магистерская диссертация на тему: «Оценка и выбор эффективного выбора борьбы с обводненностью на примере месторождения Узень» состоит из введения, 6 разделов и заключения, представлены 3 таблицы, 15 рисунков.

ANNOTATION

Review of existing methods for water cut reduction. Flow diverting technologies as the most effective method of increasing oil recovery from reservoirs with a change in the direction of filtration flows. Excessive water production in any field has a negative impact. This paper discusses the existing methods for reducing water cut. One of the methods for reducing water cut in heterogeneous formations is considered flow diverting technologies (FDT).

Master's thesis on the topic: "Evaluation and selection of an effective choice of water cut control on the example of the Uzen field" consists of an introduction, 6 sections and a conclusion, 3 tables, 15 figures are presented.

АҢДАТПА

Сулану дәрежесін төмендетудің қолданыстағы әдістеріне шолу. Ағынның бағытын бұру технологиясы коллекторлардың мұнай беруін арттырудың, сүзу ағындарының бағытын өзгерте отырып, ең тиімді әдісі ретінде қарастырылады. Шамадан тыс су өндіру кез-келген кен орнына теріс әсер етеді. Бұл жұмыста сулануды төмендетудің қолданыстағы әдістері қарастырылған. Біртекті емес қабаттардағы сулануды азайту әдістерінің бірі ағынның бағытын бұру технологиялары (АББ) болып табылады.

"Өзен кен орны мысалындағы суландыруға қарсы күресті бағалау және тиімді әдісін таңдау" тақырыбындағы магистрлік диссертация кіріспеден, 6 бөлімнен және қорытындыдан тұрады, сонымен қатар 3 кесте, 15 сурет ұсынылған.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение		7
1.	Состояние пластов	8
2.	Литературный обзор причин избыточной обводненности	12
3.	Потокоотклоняющие технологии- НРАМ	24
3.1	Движение геля по трещине	25
3.2	Расчёт технологических параметров обработки скважин гелями НРАМ/Ас.Сr(III)	27
3.3	Методика расчёта объёма закачки гелеполимерной композиции	29
4.	Экспериментальная часть	31
4.1	Сравнение гелеполимерных растворов	32
5.	Совершенствование технологии НРАМ гелей	35
6.	Гидродинамическая модель	38
Заключение		39
Список литературы		40
ПРИЛОЖЕНИЕ А		43

ВВЕДЕНИЕ

На текущий момент на месторождении Узень является осложнённым извлечение остаточных запасов. Это связано с длительной разработкой, начиная с 1965г. Заводнение являлось одним из метода ППД на месторождении Узень. В следствии неоднородности пласта, наличием разной проницаемости и пористости, наблюдался прорыв воды и как результат наблюдается высокая обводненность продукции. Обводненность также является фактором, влияющим на экономическую эффективность.

Месторождение Узень введено в промышленную разработку в 1965г. Форс-мажорные обстоятельства, связанные с периодом распада СССР и экономическим спадом, привели и на Узени к дестабилизации разработки месторождения в 1989-1999 годы. В результате этого допущено значительное невыполнение проектных решений, повлекшее существенное отклонение фактических показателей от проектных; нарушение системы разработки, снижение уровней добычи нефти [1].

Цель Выбор и модификация оптимального метода воздействия для снижения обводненности применительно к месторождению Узень на основе экспериментальных и численных данных расчетов

Актуальность Несмотря на обширные исследования в области снижения обводненности применительно к терригенным коллекторам, до сих пор нет уникальной методики, учитывающей свойства коллектора и флюидов. Таким образом, данное исследование позволит определить зависимость влияния основных параметров пласта на обводненность месторождения, а также ориентированную на практику проблемы избыточной добычи воды с помощью модификации определенных методов снижения обводненности применительно к месторождению Узень.

1 Состояние пластов

Одной из основных проблем месторождения Узень является неравномерная выработка запасов по площади и разрезу, связанная с неоднородностью геолого-физических характеристик пород, а также нарушением системы разработки.

На месторождении Узень на основе данных геологии и разработки выделяются группы коллекторов со значительной разницей фильтрационно-емкостных свойств.

Для описания вертикальной неоднородности коллектора по проницаемости использовался наиболее распространенный критерий – коэффициент вариации Дикстра – Парсона:

$$V_{dp} = \frac{k_{50} - k_{84,1}}{k_{50}} \quad (1)$$

где k_{50} и $k_{84,1}$ -проницаемость, характеризующая экспериментальную выборку – соответственно 50-я и 84-я процентили [2].

Таблица 1- значения проницаемости.

№ образца	Проницаемость К (мД)
1	100
2	822
3	436
4	220
5	348
6	256
7	150
8	127
9	36
10	779
11	945
12	815
13	1190
14	928
15	238
16	78
17	1780
18	1510
19	1720
20	500

Продолжение таблицы 1

21	495
22	612
23	897
24	974
25	790
26	955
27	1030
28	784
29	491
30	623
31	557
32	937
33	854
34	818
35	363
36	306

Для расчета коэффициент вариации Дикстра – Парсонса необходимы графические значения:

Таблица 2- Графические значения коэффициента Дикстра – Парсонса.

#образца	к (мД)	Частость	Число образцов с более высокой проницаемостью	Процент образцов с высокой проницаемостью
17	1780	1	0	0
1	1720	1	1	2,777778
18	1510	1	2	5,555556
13	1190	1	3	8,333333
27	1030	1	4	11,11111
24	974	1	5	13,88889
26	955	1	6	16,66667
11	945	1	7	19,44444
32	937	1	8	22,22222
14	928	1	9	25
23	897	1	10	27,77778
33	854	1	11	30,55556
2	822	1	12	33,33333
34	818	1	13	36,11111
12	815	1	14	38,88889

Продолжение таблицы 2

25	790	1	15	41,66667
28	784	1	16	44,44444
10	779	1	17	47,22222
30	623	1	18	50
22	612	1	19	52,77778
31	557	1	20	55,55556
20	500	1	21	58,33333
21	495	1	22	61,11111
29	491	1	23	63,88889
3	436	1	24	66,66667
35	363	1	25	69,44444
5	348	1	26	72,22222
36	306	1	27	75
6	256	1	28	77,77778
15	238	1	29	80,55556
4	220	1	30	83,33333
7	150	1	31	86,11111
8	127	1	32	88,88889
1	100	1	33	91,66667
16	78	1	34	94,44444
9	36	1	35	97,22222
Всего образцов	36			

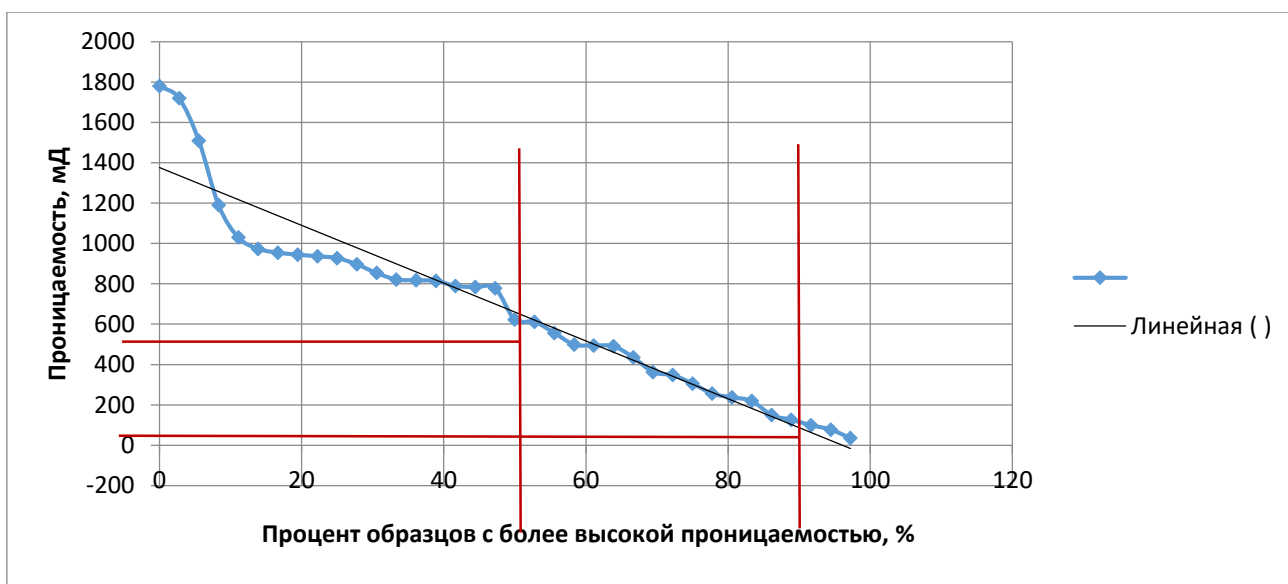


Рисунок 1- коэффициента Дикстра – Парсонса.

Из графика (рисунок 1) значения : $k_{50}=610$ $k_{84,1}=200$ рассчитываем коэффициент Дикстра – Парсона по формуле (1)

$V_{dp}=0,67$ следовательно, пласт очень неоднородный ($0,50 < V_{dp} < 0,75$).

2 Литературный обзор причин избыточной обводненности

Наиболее перспективными являются пласты с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, так как пласты с хорошими показателями ФЕС были разработаны и истощены ранее (дельты и каналы)[1]. Существует множество причин обводненности скаженной продукции. Причины условно были разделены на категории А, В, С и D. На категории причины делились методом воздействия, (таблица 3).

Таблица 3- Проблемы избыточной обводненности скважинной продукции [3].

Категория А- «Обычные» методы воздействия .	
1.	Утечка через конус без ограничения по потоку.
2.	Течение за трубой без ограничений потока.
3.	Скважины без ГРП.
Категория В- Воздействие гелеобразователями обычно является эффективным выбором	
4.	Утечки через ОК с ограничениями потока.
5.	Течение за трубой с ограничениями потока.
6.	2 D конус через трещину ГРП из водоносного горизонта.
7.	Система естественных трещин, ведущих к водоносному горизонту.
Категория С- воздействие с использованием предварительно сформированных гелей - эффективный выбор	
8.	Разломы или трещины, пересекающие скважину.
9.	Одиочная трещина, вызывающая образование каналов между скважинами .
10.	Система естественной трещиноватости, позволяющая создавать каналы между скважинами .
Категория D-сложные проблемы, воздействие гелем не эффективно	
11.	3D конус.
12.	3D конус и дуга.
13.	Проведение каналов в неразрушенных коллекторах.

Обводненность скважин наряду с производительностью является одним из важнейших показателей, определяющих величину прямых затрат на добычу. Условно методы борьбы с обводненностью можно разделить на две группы, которые отличаются методом воздействия. Первая группа химические и физические методы. Вторая группа механические и скважинные методы.

Таблица 4- Методы борьбы с обводненностью [3]

Химические и физические методы	Механические и скважинные методы
Цемент, песок, карбонат кальция	Пакеры, пробки
Гели, смолы	Ликвидация скважины, бурение с контролем потока
Пены, эмульсии, твердые частицы	Горизонтальные скважины
Полимерное заводнение	

Методы зарекомендовали себя как хорошо справляющиеся, но могут быть не рабочими для других.

Каждой проблеме необходим особый подход решения проблемы. Для решения проблем с избыточной обводненностью можно использовать множество различных материалов и методов. Как правило, эти методы можно разделить на химические или механические. Каждый из этих методов может очень хорошо работать для определенных типов проблем, но обычно неэффективен для других типов проблем. В таблице 1 перечислены четыре категории проблем в общем порядке возрастания сложности воздействия. В каждой категории порядок перечисления лишь приблизительно зависит от степени сложности воздействия. Категория А, «Обычные» методы обработки, обычно являются эффективным выбором, включает применение хорошо зарекомендовавших себя методов перекрытия воды, использующих материалы с высокой механической прочностью и работающих в стволе скважины или в непосредственной близости от нее. Примеры включают портландцемент, заплатки для механических насосно-компрессорных труб, мостовые пробки, разводные пакеры и песчаные пробки в стволе скважины.

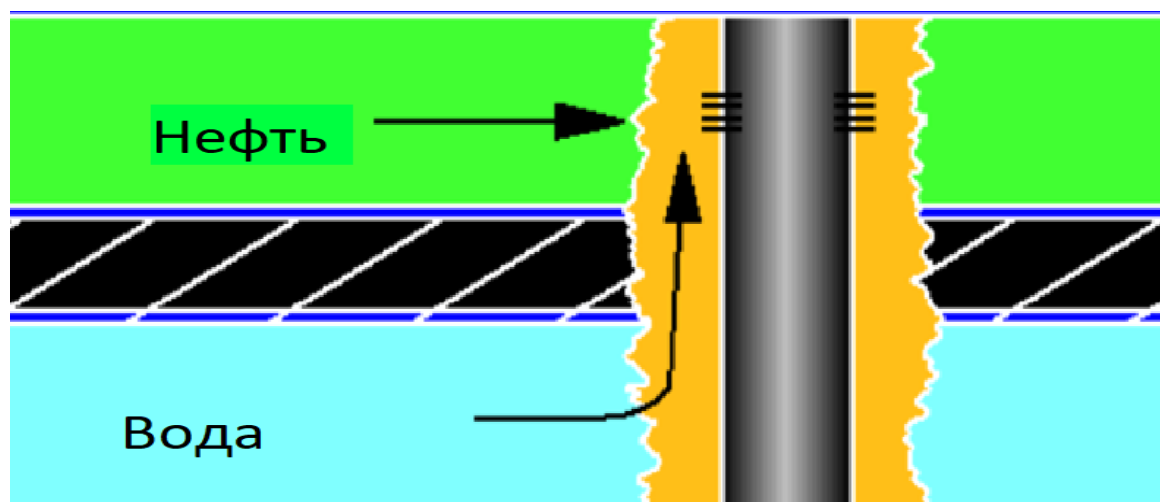


Рисунок 2- утечка в обсадной колонне [3].

Проблема 4, связанная с утечками через обсадную колонну с ограничениями потока, возникает, когда утечка происходит через небольшое отверстие размером 1/16 дюйма в отверстии (например, «точечное отверстие» и утечки резьбы) в трубопроводе. Здесь автор рекомендует уже применять воздействие гелями, образованные химически сшитыми водорастворимыми органическими полимерами [4].

Метод для решения проблемы 1, когда отверстие составляет 1/8 дюйма, самое распространённое это использование цемента или какие механические заплатки. Но при не больших отверстиях в обсадной колонне (проблема 4) цемент может закрыть утечку, но при механическом ударе пробку может выбить. Гелевая пробка должна быть относительно прочной и иметь очень низкую проницаемость. Жесткие гели можно приготовить из нескольких материалов, проницаемость которых находится в диапазоне низких микродарсии. Гели для этого применения часто составляли с относительно высокими концентрациями (4-7%) акриламидных полимеров, имеющих относительно низкую молекулярную массу (порядка от 250,00 до 500 000 дальтон). Гелеобразователи для этого применения должны иметь относительно низкую вязкость и практически не допускать сшивания полимера во время нанесения геля для обработки [5,6].

Проблема 2 и 5 из таблицы 1 их разница так же в размере проточного канала за обсадкой колонной. Проблема 2 связана с большим отверстием.

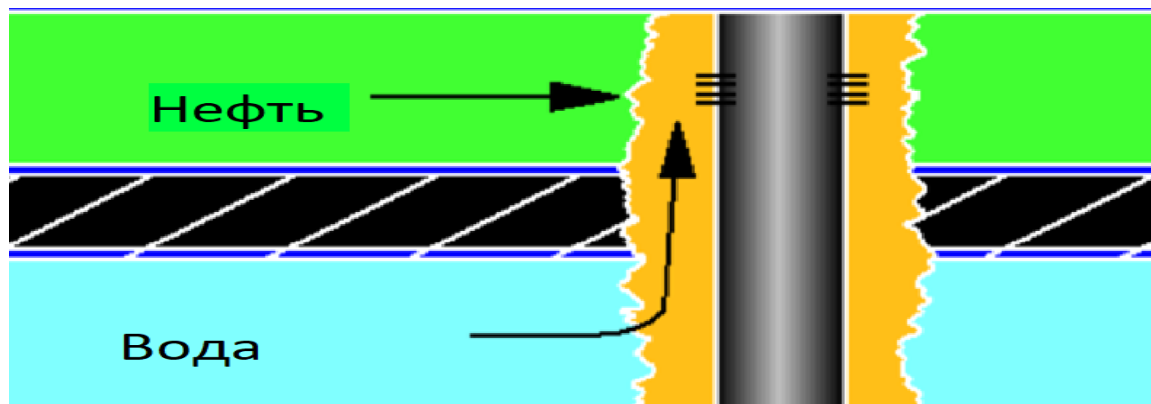


Рисунок 3 – Проточный канал за пределами обсадкой колонны.

Для решения проблемы 2 рекомендуется использование портландцемента. Данная проблема, связанная с потоком за трубой без ограничений потока, заключается в том, что поток жидкости происходит через канал потока с большим отверстием (больше 1/16 дюйма). Причиной проблемы в данном случае является первичное отсутствие цемента за обсадной колонной. Проблема 5, связанная с потоком за трубой с ограничениями потока, заключается в том, что

поток за трубой происходит через канал с малым отверстием (менее примерно 1/16 дюйма). Для решения этой проблемы рекомендуется использование геля. Эта проблема часто возникает из-за усадки цемента во время его выдержки во время заканчивания скважины. Часто для снижения обводненности вначале закачивают гель, закрывая мелкие каналы, а затем закачивают цемент для закупорки более крупных каналов.

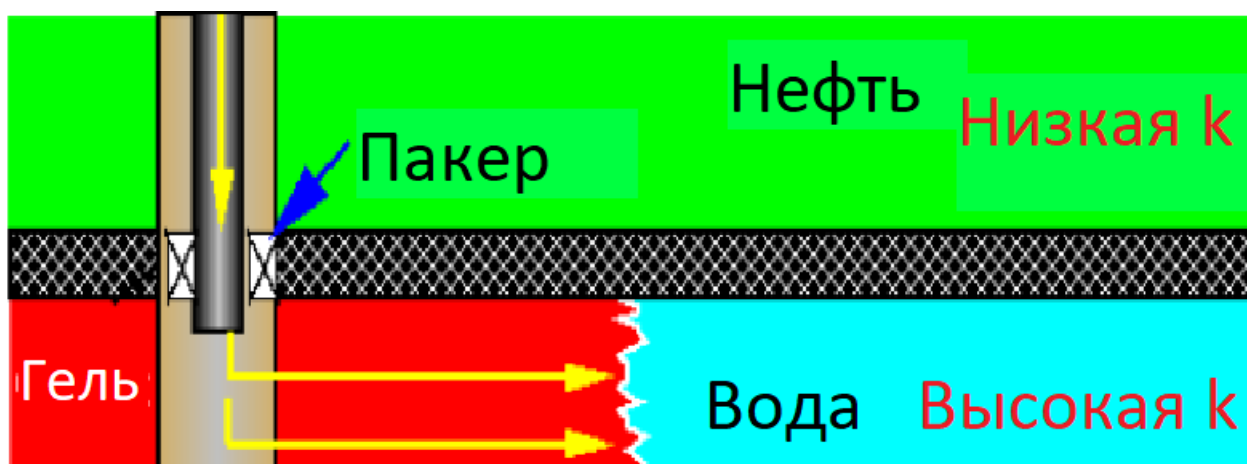


Рисунок 4 – при радиальном потоке

Когда существует радиальный поток, непроницаемые пласты (к примеру, сланец) разделяют нефтяные пласты и водные пласты. При расположении водного пласта ниже нефтяного используют цементные или песчаные пробки для предотвращения добычи воды. Когда водный пласт располагается над нефтяным пластом наиболее распространённый метод считается использование пакеров, такие проблемы относятся к категории А из таблицы 1.

Гели так же используются для решения данной проблемы. В данном случае проблема попадает в категорию В. Гели имеют некоторые преимущества перед цементом:

Гелеобразователи могут проникать в пористую породу, тогда как цементы и агенты, блокирующие частицы, отфильтровываются на поверхности породы. Цемент (в том числе «мелкодисперсный цемент») проникает и закупоривает пористую породу или пески с нормальной проницаемостью (например, песчаник и пески <1000 мД) на любое значительное расстояние путем гидроразрыва или разделения породы или песка, когда обеспечивается достаточное давление нагнетания. Если цемент не прилегает должным образом к породе в перфорации или другой большой пустоте (например, из-за химической несовместимости или механического удара), зона может быть недостаточно герметизирована. А гели могут образовывать непроницаемую массу, которая выходит за пределы поверхности породы вглубь пористой породы.

Во-вторых, гелеобразователи и гели могут проникать в узкие каналы и закупоривать их [7].

При решении проблем радиального потока с использованием гелей или подобных блокирующих агентов углеводородные зоны должны быть защищены во время размещения гелеобразователя. В противном случае блокирующий агент, вероятно, также повредит углеводородные зоны. Механическая изоляция зон - наиболее очевидный метод защиты нефтяных зон во время размещения гелеобразователя. Однако существуют и другие методы.

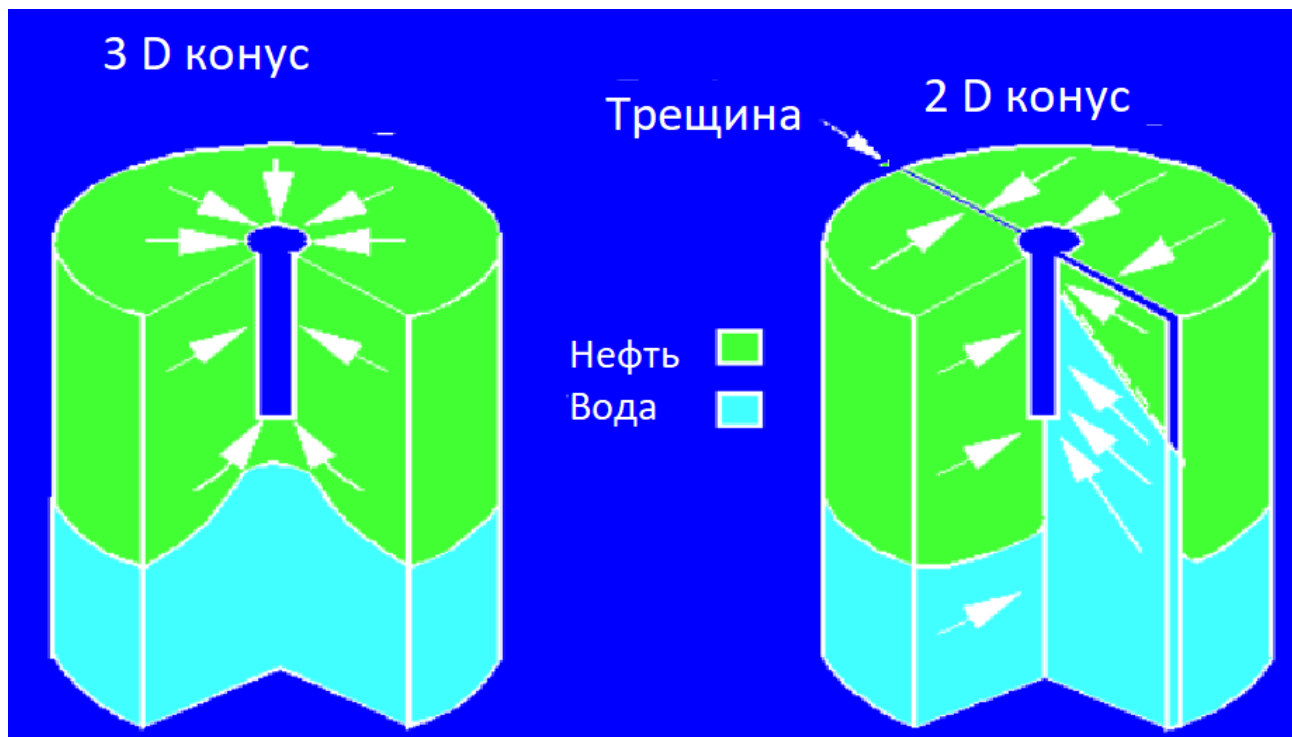


Рисунок 5 - 2 D и 3 D конус

При гидроразрыве пласта (ГРП) эксплуатационных скважин, трещины образуются и на зонах воды, это явление приводит к значительному увеличению добычи воды. В этом случае гели являются потенциальным способом решения данной проблемы. Обработки гелем основаны на способности этих гелей размещаться в матрице породы рядом с трещинами и снижать проницаемость для воды намного больше, чем для углеводородов.

Многие полимеры и гели могут снизить проницаемость для воды (k_w) больше, чем для нефти (k_o) или газа (k_{gas}). Согласно достоверным экспериментальным данным, полученным на сегодняшний день, полимеры и гели могут снижать k_w больше, чем k_o ; однако они всегда в некоторой степени снижают k_o [8].

При такой обработке матричной породы гелеобразные вещества протекают вдоль трещины и просачиваются на короткое предсказуемое расстояние в матричную породу всех зон (вода, нефть, газ). Успех такой обработки требует, чтобы гель уменьшал проницаемость для воды намного больше, чем проницаемость для углеводорода в обработанной матричной породе. Способность геля препятствовать проникновению воды в трещину определяется произведением расстояния утечки гелеобразователя (от поверхности трещины) на коэффициент остаточного сопротивления (коэффициент снижения проницаемости), обеспечиваемый гелем. Коэффициент остаточного сопротивления рассчитывается по формуле:

$$F_{RR} = \frac{\Delta P_{w2}}{\Delta P_{w1}}, \quad (2)$$

Где ΔP_{w1} и ΔP_{w2} - перепад давления закачки воды до и после воздействия.

Если F_{RR} после равен 5, то это значит, что проницаемость пласта после воздействия раствором полимера составляет примерно 20% от начальной проницаемости. По сути, FRR показывает сколько полимера адсорбировалось на поверхность породы.

Со строгой точки зрения, метод предполагает, что непроницаемые барьеры (например, сланец или кальцит) разделяют соседние зоны. Однако этот метод часто должен обеспечивать приемлемые результаты, даже если может происходить переток между водоносной и нефтеносной зонами. В случае, когда нефть находится в одном пласте, конусообразование является значимой проблемой. Работы [8,9] показали, что с проблемой конусообразования гораздо более эффективно справляется сила тяжести. Количество проникновения воды из конуса увеличивается прямо пропорционально дебиту, депрессии.

Для использования метода для снижения добычи воды из трещины гидроразрыва необходимы следующие данные:

1. дебиты жидкости до обработки гелем;
2. статическое и гидравлическое давление в скважине до обработки гелем;
3. проницаемости, пористости и толщины соответствующих зон;
4. вязкости воды и нефти при пластовой температуре;
5. расстояние между скважинами.

Для этого метода критически важны перепады давления в скважине. Они должны быть достаточно актуальными и измеряться специально для обрабатываемой скважины.

Проблема 7 (таблица 3) Система естественных трещин, ведущих к водоносному горизонту.

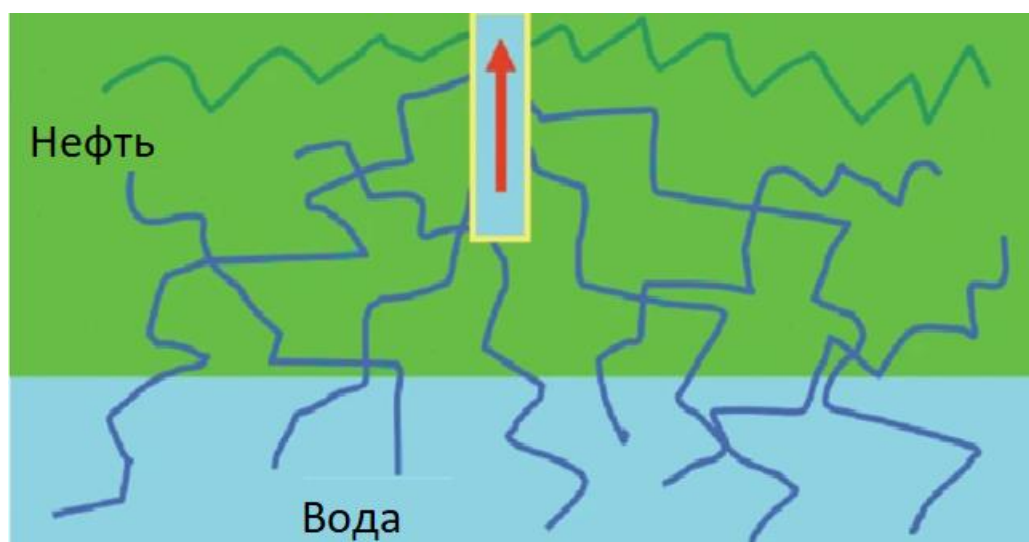


Рисунок 6 - Естественные трещины, ведущие от вертикальной эксплуатационной скважины к водоносному горизонту.

Здесь цель состоит в том, чтобы закрыть трещины, ведущие вниз в водоносный горизонт, оставив трещины открытыми в нефтяной зоне.

Автор [11] в своей статье продемонстрировал опыт применения полимера НРАМ с органическим сшивающим агентом лабораторное заводнение керна показало, что в пластовых условиях гель обеспечивает коэффициенты остаточного сопротивления нефти и воды 20 и 200 соответственно. Этот гель был помещен в несколько эксплуатационных скважин на месторождении Мотатан. В скважине Р-47 1000 баррелей этого геля снизили обводненность с 97% до 64% и увеличили дебит нефти на 36%. Считалось, что избыточная добыча воды поднимается через вертикальные трещины из нижележащего активного водоносного горизонта. Во время этих успешных обработок гелем были введены частично сформированные гели. Таким образом, гелевое решение этих двух проблем с добычей избыточной воды (проблема 7) переходит в категорию С таблицы 3.

Наклонно-направленные и горизонтальные скважины склонны пересекать разломы или трещины (проблемы 8 из таблицы 3). Если эти разломы или трещины соединяются с водоносным горизонтом, добыча воды может поставить под угрозу скважину. При решении данной проблемы применение механических методов не всегда целесообразно и эффективно. Напротив, воздействие гелем может обеспечить жизнеспособное решение проблемы этого типа. Однако в этом случае обычные гелеобразующие обработки не являются желаемой формой восстановления. При традиционной обработке гелеобразователем закачивается раствор жидкого гелеобразователя, который стекает вниз по скважине в целевую трещину или разлом, а также просачивается в пористую породу вокруг ствола

скважины и трещины или разлома. Образовавшийся гель может закупоривать или сильно ограничивать поступление воды в трещину или разлом. К сожалению, гелеобразователь также будет течь в обнаженную углеводородсодержащую породу по всей скважине во время процесса размещения. Следовательно, после гелеобразования продуктивность нефти может быть нарушена так же, как продуктивность воды. В качестве альтернативы необходимо чтобы гарантировать образование геля в трещине необходимо добиться частичного проникновения раствора геля из трещины в матрицу либо закачивать гелеполимерную композицию после промывки трещины и прилегающей к ней матрицы раствором ацетата хрома. В связи с этим закачка гелеполимерной композиции с повышенной концентрацией ацетата хрома представляется более подходящим вариантом в таких условиях.

Расстояние проникновения геля в ствол скважины рассчитывается:

$$L = \frac{P_{\text{заб}} - P_{\text{пл}}}{\frac{dP}{dl}}, \quad (3)$$

где: $P_{\text{заб}}$ - забойное давление в нагнетательной скважине во время закачки геля;

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление;

$\frac{dP}{dl}$ - градиент давления необходимый для движения геля.

Для диагностики того, пересекает ли скважина трещины, можно использовать ряд методов. История скважины может быть полезной для определения того, подвергалась ли скважина преднамеренному гидроразрыву ранее. Изучение приемистости или продуктивности скважины часто является простым способом определить, есть ли в скважине трещины. В частности, если наблюдаемая приемистость или продуктивность в пять или более раз превышает пропускную способность, рассчитанную по закону Дарси для радиального потока (то есть с вводом проницаемости и толщины породы матрицы), трещина должна присутствовать.

Существует ряд различных сценариев, когда трещины вызывают избыточную добычу воды. У каждого сценария есть несколько отличная цель решения. Один из простейших сценариев включает одиночную трещину, которая ведет от нагнетательной скважины до добывающей скважины

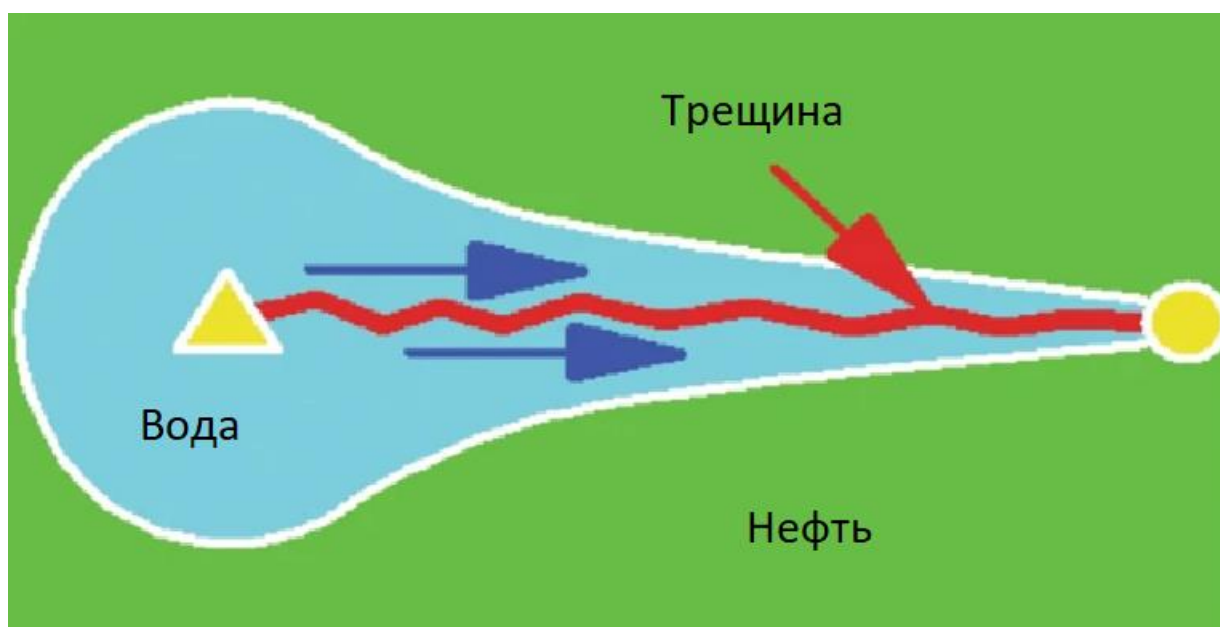


Рисунок 7 - Направление воды от нагнетателя к добывающей через одиночную трещину.

В настоящее время воздействие гелем является наиболее эффективным средством уменьшения образования каналов через переломы. Закаченные гели имеют преимущество при размещении по сравнению с традиционными обработками гелеобразователем при обработке каналов через трещины. Чтобы объяснить, что во время традиционной обработки гелем раствор жидкого гелеобразователя обычно течет в пласт как через пористую породу, так и через трещины. После размещения в результате химических реакций (например, гелеобразования) образуется неподвижный гель. Во время закачки геля скорости жидкости в трещине обычно достаточно велики, чтобы силы вязкости преобладали над силами силы тяжести. Следовательно, для обработки небольшого объема фронт гелеобразователя не сильно искажается под действием силы тяжести во время нагнетания гелеобразователя. Однако после прекращения закачки гелеобразователя небольшая разница плотностей (например, 1%) между загустителем и вытесненными пластовыми флюидами позволяет под действием силы тяжести быстро отводить гелеобразователь, по крайней мере, из верхней части трещины. Как правило, время гелеобразования нельзя контролировать достаточно хорошо, чтобы предотвратить гравитационную сегрегацию во время между закачкой гелеобразователя и гелеобразованием.

В качестве альтернативы традиционной обработке гелеобразователем сформированные (предварительно сформованные) гели можно выдавить через трещины. Для вытеснения данного геля через трещину требуется минимальный градиент давления. После достижения этого минимального градиента давления

во время экструзии геля становится нечувствительным к скорости потока. Градиент давления, необходимый для выдавливания геля, изменяется обратно пропорционально квадрату ширины трещины [12].

Объем геля, который можно закачать, в значительной степени зависит от ширины трещины и свойств геля. Для типичного геля Cr (III) -ацетат-НРАМ (содержащего 0,5% полимера) во время выдавливания через трещину шириной 0,1 дюйма был отмечен градиент давления 2 psi/ft [12].

Для межскважинного канала эффективная средняя ширина самой прямой трещины может быть оценена по результатам гидродинамических испытаний.

Для некоторых применений, где присутствуют широкие трещины или большие каверны, одни только гели могут не обеспечить достаточную механическую прочность и сопротивление потоку, чтобы закупорить канал. В этих случаях могут быть добавлены твердые частицы (песок, целлофан, волокна, скорлупа орехов и т. Д.) Для повышения механической прочности и характеристик закупоривания геля.

Еще одним способом может быть желательным закрытие всей трещины. Однако такой курс существенно снизит приемистость нагнетательной скважины и продуктивность добывающей скважины. Итак, в этом случае идеальное решение - закрыть среднюю треть трещины. Это обеспечило бы высокую приемистость и продуктивность и фактически увеличило бы эффективность захвата в случае отсутствия трещин [11].

Проблема 10 из таблицы 3. Система естественной трещиноватости, позволяющая создавать каналы между скважинами.

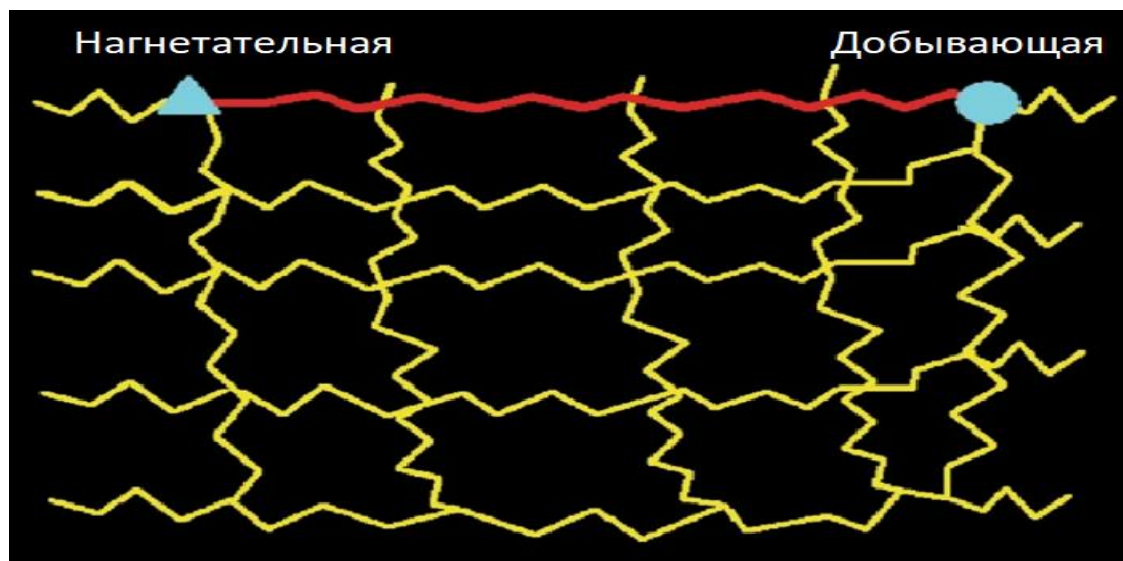


Рисунок 8 - Направление воды от нагнетателя к добыче через естественные трещины.

Систему естественных трещин, которые соединяют нагнетательную и добывающую скважины (рисунок 8). В этом случае целью было бы заблокировать самую прямую трещину, оставив вторичные трещины открытыми, чтобы обеспечить высокую приемистость (для нагнетательной скважины) и продуктивность (для добывающей скважины). Можно подумать, что блокирование самого прямого канала будет иметь ограниченное значение, потому что закачиваемая вода будет просто проходить через следующую по прямой трещине. Однако необходимо понимать, что естественные трещины имеют тенденцию следовать логнормальному распределению ширины. Кроме того, проводимость данной трещины пропорциональна ширине трещины в третьей степени. Таким образом, только одна или две трещины, вероятно, ответственны за подавляющее большинство проблем с каналом. Если вторая по проводимости трещина имеет половину ширины трещины с наибольшей проводимостью, вторая по проводимости трещина будет иметь только одну восьмую проводимости трещины с наибольшей проводимостью. Если наиболее проводящая трещина закупорена, водоотведение может быть уменьшено более чем на 80% (таким образом, вода будет отводиться в другие части коллектора для вытеснения нефти).

При решении данной проблемы важно качественно провести гидродинамические испытания.

Логично, что идентификация проблемы избыточной добычи воды должна быть выполнена до попытки перекрытия воды. К сожалению, многие (возможно, большинство) производителей нефти и газа не диагностируют должным образом свои проблемы с добычей воды. Следовательно, попытки перекрыть воду часто имеют низкие показатели успеха. Существует несколько причин неадекватной диагностики проблем с избытком воды. Во-первых, операторы часто не чувствуют, что у них есть время или деньги для проведения диагностики, особенно в малодебитных скважинах с высокими обводненностью. Во-вторых, существует неопределенность относительно того, какие методы диагностики следует применять в первую очередь. Возможно, можно использовать 30 различных диагностических методов. Из-за отсутствия рентабельной методологии диагностики проблем с производством воды многие операторы предпочитают не проводить диагностику. В-третьих, многие инженеры ошибочно полагают, что один метод (например, цемент) решит все проблемы добычи воды или что существует только один тип проблемы добычи воды (например, трехмерный конус). Наконец, некоторые сервисные компании ошибочно полагают, что существует метод «волшебной пули», который решит многие или все типы проблем с производством воды.

В начале разработки динамика обводненности продукции должна определяться типом коллектора и вязкостью нефти, и темпом ввода новых

скважин. Движение и скорость потока пластовых вод будут определяться количеством воды, поступающей из зон с максимальным значением пластовых давлений и испытывающих современное погружение. Внедрение воды в условиях проявления упруго-водонапорного режима происходит по вертикальным трещинам. Данный период характеризуется низким темпом падения пластового давления. и подъемом ВНК по всей площади с последовательным обводнением скважин с более низкими отметками интервалов перфорации. Из эксплуатационных скважин первой начинает обводняться скважина, находящаяся вблизи внешнего контура нефтеносности [14].

Параметры, влияющие на зависимость обводненность- отбор от НИЗ

- относительные фазовые проницаемости;
- вязкость и плотность флюида;
- неоднородность и ее распределение по разрезу;
- анизотропия;
- угол падения пласта;
- трещеноватость;
- плотность сетки скважин;
- депрессия;

Факторы, влияющие на обводнение месторождения:

- Геологические факторы:
 - Тип залежи
 - Режим работы залежи
 - Анизотропия пласта-коллектора
 - Свойства нефти и воды и др.
- Технические и технологические факторы:
 - Интервалы перфорации
 - Темп отбора от НИЗ
 - Способы эксплуатации
 - Предыдущие методы воздействия и др.

3 Потокоотклоняющие технологии- НРАМ

Для увеличения эффективности заводнения часто применяют потоотклоняющие технологии, особенно на поздней стадии развития. Выбор ПОТ зависит от геологических условий месторождения, свойств нефти, химического состава воды, ФЕС пласта, приемистости нагнетательной скважины и др [13].

Начиная с на месторождении Узень 2000 года возобновился процесс применения различных технологий повышения нефтеотдачи пластов, и прежде всего закачка сшитых полимерных систем. Применительно к геолого-физическим условия месторождения Узень были подобраны среднемолекулярные полиакриамиды, применение которых позволило получить от 500 до 2000 тонн дополнительно добытой нефти на каждую тонну используемого полимера.

Наиболее эффективно применение гелей состоящего из растворов частично-гидролизованного полиакриламида (НРАМ) с добавлением сшивателя для обработки нагнетательных скважин, работа которых осложнена наличием дискретных высокопроницаемых каналов (трещин). Сущность технологии заключается в добавке к закачиваемому в пласт раствора полиакриламида незначительного количества (сотые доли процента) сшивающего агента (как правило, ацетата хрома Cr(III)), под воздействием которого происходит структурирование макромолекул полимера в пористой среде с образованием геля. (Рисунок 8 .) При этом диапазон возможных значений фактора и остаточного фактора сопротивления сшитых полимеров может быть в тысячу и более раз выше, чем у раствора полимера без сшивателя.

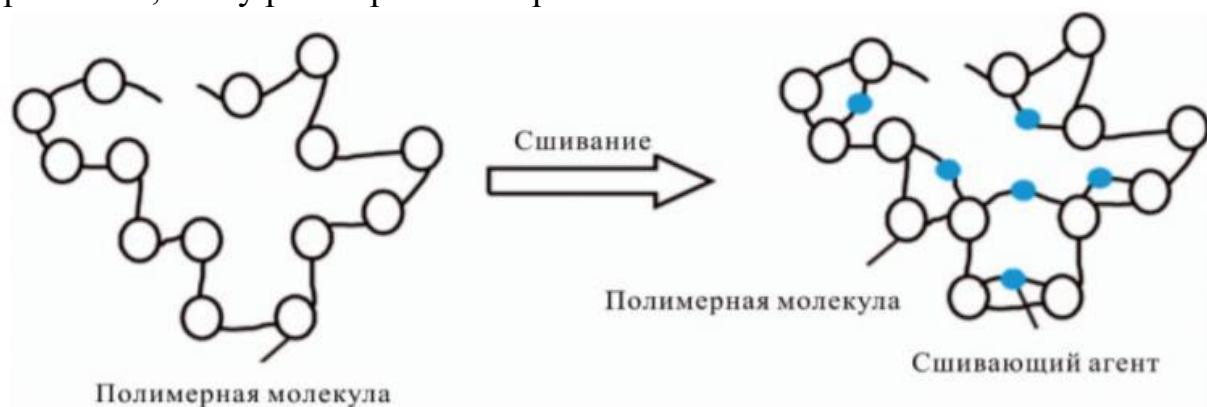


Рисунок 9 - Принципиальная схема внутримолекулярного сшивания полимера. [13]

Исследования Zaitoun and Kohler 1988; Zaitoun et al. 1991 показали способность полимерных гелей снижать содержание воды относительно

проницаемость с минимальным влиянием на относительную проницаемость нефти. Закачиваемый гель может снизить пропускную способность зон поглощения, каналов трещин и отвести закачиваемую жидкость, предвратить контакта с захваченными нефтяными зонами. Ранее гели использовались лишь для обработки призабойной зоны, но позже гель начали использовать для более глубоких зон. Раствор закачивается глубже в пласт, состоящий из водорастворимого полимера и сшивателя (ацетат хрома Ас.Сг), которые спустя некоторое время при высокой температуре резервуара вступают в реакцию с образованием прочного геля. Гель закачивают в нагнетающую скважину способен перекрыть зоны с высокой проницаемостью или трещины, по которым поступает вода, снижая рентабельность скважин. Источником воды способен выступить водоносный горизонт. Тем. Последующие закачиваемые жидкости или газы будут поступать в менее проницаемые зоны, тем самым вытесняя флюид из пор.

Стандартный состав геля представлен:

Приблизительно 0,7-1,0% полимера;

500-2000 миллионной части сшивающий агент;

99% вода.

Когда высокомолекулярные полиакриламиды сшитые для обработки резервуаров с высокой температурой, их акриламидные группы будут термически гидролизироваться. Полученный гель в дальнейшем будет перекрестно связывается с двухвалентными катионами, доступными в носителе, уменьшая его до доли от исходного объема. Этот процесс, которого называют синерезисом, можно избежать путем выбора полимеров на основе акриламида, которые защищены от обширного термического гидролиз. В то время как другие средства, такие как полиакриламиды с более низким молекулярным весом, замедлители или охлаждение попытки целевых зон; эти варианты часто приводят к непредвиденным результатам.

3.1 Движение геля по трещине

Основной причиной высокой обводненности месторождения Узень являются трещиноватость горной породы. Для этого необходимо разобраться как правильно воздействовать на трещиноватые пласты.

Прочность гелей на основе полиакриламида находятся в диапазоне от 9 до 880 кПа.

Доказано, что применение НРАМ допустимо до 80°C, в трещинах до 120°C. Для герметизации трещин через нагнетательную скважину целесообразно использовать НРАМ/Ас.Сг (III). Примечательно то, что гели НРАМ/ Ас.Сг(III) обладают большой эластичностью и сохраняют её даже при высоких напряжениях этим объясняется так называемый «эффект проскальзывания»,

который наблюдается при движении этих гелей по трещинам. В своей работе описывает [16] этот эффект. Например, при закачке гелей 0,5% НРАМ/0,0417% Ас.Сr(III) в трещину шириной 1мм давление средний градиент давления закачки был равен 0,56МПа/м при изменении скорости закачки от 136 до 11032 м/сут. Кроме того, увеличение молекулярной массы полиакриламида с 5 до 12-14·10⁶Da приводит к снижению градиента давления закачки геля в 7, поэтому полимеры с большей молекулярной массой более предпочтительны для обработок отдалённых зон пласта (для проникновения геля в трещины на большее расстояние).

Градиент давления в большей степени зависит от ширины трещины и концентрации геля. Установлено, что для при фиксированном значении ширины трещины увеличение концентрации полимера приводит к экспоненциальному росту градиента давления во время движения геля по трещине:

$$\frac{dp}{dl} = \frac{4.15 * e^{2.27 * C}}{w_f^2} \quad (4)$$

где $\frac{dp}{dl}$ - градиент давления при движении по трещине (psi/ft);

C- концентрация полимера, %;

w_f - ширина трещины, мм.

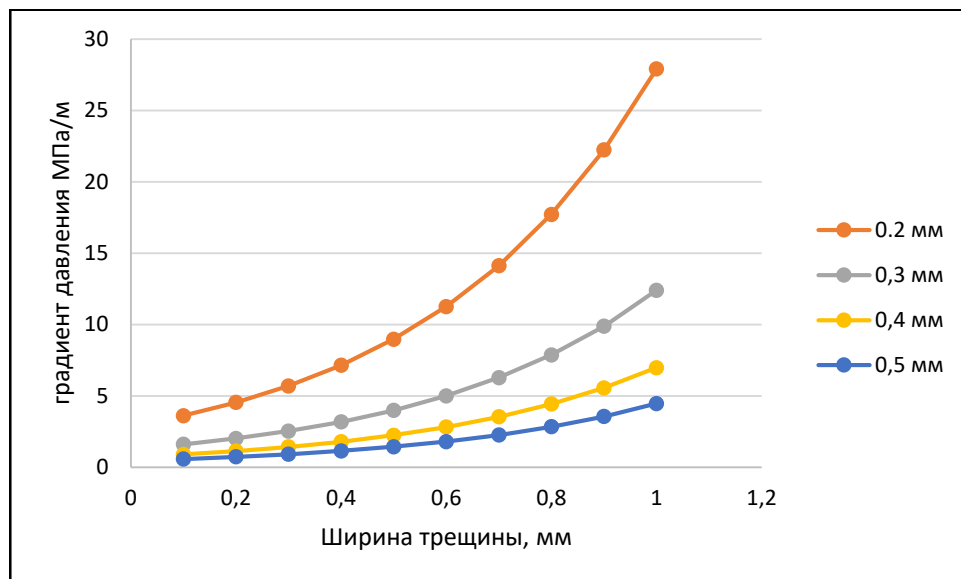


Рисунок 8 -График зависимости градиента давления от концентрации полимера для разной ширины трещины

Очень важно заметить, что в трещинах с шириной менее 2,54 мм движение геля по трещине может быть замедлено по причине отфильтровывания воды из структуры сжатого геля в матрицу. Это приводит к накоплению гелевой корки на

стенках трещины, этот процесс более интенсивен на меньших скоростях прокачки геля через трещины [18].

Было показано, что, когда объём геля меньше 0,6 поровых объёмов прилегающей к трещине матрицы, пропитка нефтенасыщенной гидрофильной матрицы водой (работают капиллярные силы) может привести к снижению объёма геля на 98% в течение 1-5 дней. Так как трещины занимают незначительный объём от матричного объёма продуктивного пласта, ожидается, что стабильность гелей в гидрофильных пластах будет довольно низкой [19]. Однако, снижение объёма геля в трещине за счёт пропитки матрицы водой должно быть больше в тех случаях, когда гелеполимерная композиция закачивается в виде раствора, а не геля, так как при закачке гелеполимерной композиции в виде готового геля на стенках трещин очень быстро образуется неподвижный гелевый концентрат с проницаемостью 0,3 мД. Например, в трещинах шириной 1мм гелеполимерные пробки, которые были закачаны в виде готовых гелей позволили добиться в 8 раз больших коэффициентов остаточного сопротивления фильтрации чем те пробки, которые изначально были закачаны в виде растворов и образовали гель, находясь внутри трещины [19,20].

Сдвиговые напряжения также влияют на стабильность гелей НРАМ в трещинах. В работе [21] растворы с временем гелеобразования около 5 часов были подвержены воздействию сдвиговыми напряжениями в течении 20 часов. Как результат, те растворы, которые были подвержены более высоким сдвиговым скоростям показали больший синерезис

Хоть закачка гелей с большой скоростью позволяет добиться проникновения гелей на большее расстояние в трещинах, это также подвергает гели воздействию высоких скоростей сдвиговых напряжений, что приводит к синерезису, меньшей концентрации гелевой фазы и низким коэффициентам остаточного сопротивления фильтрации воды. В действительности, гели НРАМ/Ас.Сr(III) которые были закачаны в трещину шириной 1мм под скоростью 272м/сут показали в 5 раз большие коэффициенты остаточного сопротивления фильтрации воды чем гели, которые были закачаны на скорости 1375м/сут [17].

3.2 Расчёт технологических параметров обработки скважин гелями НРАМ/Ас.Сr(III)

Проницаемость трещины может быть найдена по формуле:

$$k_f = \frac{L^2 * \mu}{\Delta p * t} \quad (5)$$

где k_f – проницаемость, м²;

L – расстояние между скважинами, м;

μ – вязкость, мПа*сек;

Δp – перепад давления между скважинами, МПа;

t – время прохождения трассера между скважинами, сек.

Ширина трещины может быть найдена по формуле:

$$w_f = 0.00344 * (k_f)^{0.5} \quad (6)$$

где w_f - ширина трещины, мм;

k_f – проницаемость трещины, Дарси.

Определение проводимости трещин по данным режима работы скважин

Проводимость трещины может быть найдена по формуле:

$$k_f * w_f = \left[\frac{q \times \mu}{dP \times h} - \frac{k_m}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] * \frac{r_e}{2} \quad (7)$$

где q –приёмистость скважины, м³/сут;

μ – вязкость воды, мПа*сек;

dP – репрессия на пласт, МПа;

h - мощность, м;

k_m – проницаемость матрицы, м²;

r_e – радиус контура питания либо расстояние между скважинами, м;

r_w – радиус скважины, м.

В свою очередь, ширину трещины из проводимости трещины можно найти по формуле:

$$w_f = 0.153(k_f * w_f)^{1/3} \quad (8)$$

где w_f - ширина трещины, мм;

k_f – проницаемость трещины, Дарси.

Проницаемость трещины можно найти по формуле:

$$k_f = 84500(w_f)^2 \quad (9)$$

где w_f - ширина трещины, мм;

k_f – проницаемость трещины, Дарси.

Рассчитав ширину (диаметр) высокопроницаемого канала, можно перейти к расчёту градиента давления необходимого для прокачки геля (не раствора, а геля) через трещину. Дело в том, что в работах R.Seright [15], как было описано выше, для обработки трещин предлагается закачивать гелеполимерную композицию в виде готового геля, а не раствора. Кроме того, учитывая то, что в большинстве обработок время закачки намного превышает время гелеобразования, мы часто имеем дело с одновременным движением раствора и геля по трещинам.

Градиент давления, необходимый для прокачки геля с определённой концентрацией полимера через трещину с определённой шириной рассчитывается по формуле (4).

Расчёт максимального расстояния, на которое гель полиакриламида может проникнуть в трещину рассчитывается по формуле (3)

3.3 Методика расчёта объёма закачки гелеполимерной композиции

1-Определение ширины трещины или диаметра кавернозного канала по формулам.

2-Определение градиента сдвига геля как 0.2-0.4МПа/м, либо проведением лабораторных опытов для конкретных условий.

3-Определение минимального радиуса (длины) гелевого экрана, который(ая) обеспечит запас прочности необходимый для блокировки наиболее проницаемого канала при максимально допустимой репрессии на пласт по формуле:

$$L = \frac{dP_{max}}{grad(P_{max})}, \quad (10)$$

где: dP_{max} – максимальная репрессия на пласт, МПа;

$grad(P_{max})$ – максимальный градиент давления, который может выдержать гелевый экран

4-Определение мощности водопринимających зон по данным профиля приёмистости до обработки.

5-Расчёт объёма закачки по формуле:

$$V = \pi * (L - r)^2 * h_v * k_{пор.ср.} \quad (11)$$

где V-объём закачки;

L-минимальный необходимый радиус(длина) гелевого экрана;

r-радиус скважины;

h_v -мощность водопринимających зон;

$k_{пор.ср.}$ -средневзвешенный по объёму пласта коэффициент пористости.

Когда целью размещения полимерного геля в трещинах является снижение проводимости во время преследования (например, последующей закачки воды), поведение и свойства дегидратированного геля имеют большое значение. Способность геля блокировать переломы зависит от нескольких факторов, которые мы резюмируем в этом разделе. Важный и логичный вывод, общий для всех факторов, заключается в том, что гель способен полностью заблокировать трещину, только если весь объём трещины заполнен гелем.

Последующие закачки пресных жидкостей (например, воды) создадут градиент давления через заполненную гелем трещину, что может уменьшить объём геля [22,23]. Гель будет поддерживать блокировку трещины и полное заполнение трещины при градиентах давления ниже давления разрыва. Однако, когда давление разрыва достигается, воде (или другим закачиваемым флюидам) снова позволяют проходить через некоторые части трещины. Остальная часть

трещины останется заполненной гелем. Измерения давления разрыва геля [24,25] отражают сложную природу геля, и давление разрыва нельзя напрямую спрогнозировать на основе параметров закачки. Неоднократные заводнения керн показали, что давление разрыва в данном сегменте трещины увеличивается с увеличением пропускной способности геля и уменьшением скорости размещения геля.

Гели обычно сжимаются при контакте с водой с более высокой соленостью, чем гелевый растворитель, и набухают при понижении солености окружающей водной фазы [23]. Таким образом, получение гелей на основе воды с более высоким содержанием соли может быть преимуществом. Недавние лабораторные исследования показали, что закачка воды с низкой соленостью может восстановить разрыв геля.

4 Экспериментальная часть

В лаборатории университета под руководством Гусенова Искандера Шахсавановича Доктора (PhD), младшего- научного сотрудника лаборатории проводила экспериментальную часть работы.

В Лаборатории имелась вода с месторождения Узень НГДУ-2 КНС-5а для начала необходимо было замерить минерализацию данной воды. Сточная вода месторождения Узень, предварительно отфильтрована. Колбы предварительно промыты кислотой, ополоснуты дистиллированной водой и помещены в сушильный шкаф при температуре 100°C. Затем колбы были помещены в эксикатор и взвешены (таблица 5). Пробы воды составлял 6 мл помещены в сушильный шкаф при температуре 150°C на 3 часа. Колбы с солью помещены в эксикатор и после взвешены. (таблица 5).

Таблица 5- минерализация сточной воды месторождения Узень НГДУ-2 КНС-5а.

№ пробы	m колбы без соли, г	m колбы с солью, г	m соли, г	минерализация г/мл	минерализация г/л
1	17,2908	17,7441	0,4533	0,07555	75,55
2	18,0695	18,5174	0,4479	0,07465	74,65
3	9,3438	9,7855	0,4417	0,07361	73,61
Средняя минерализация			74,61		

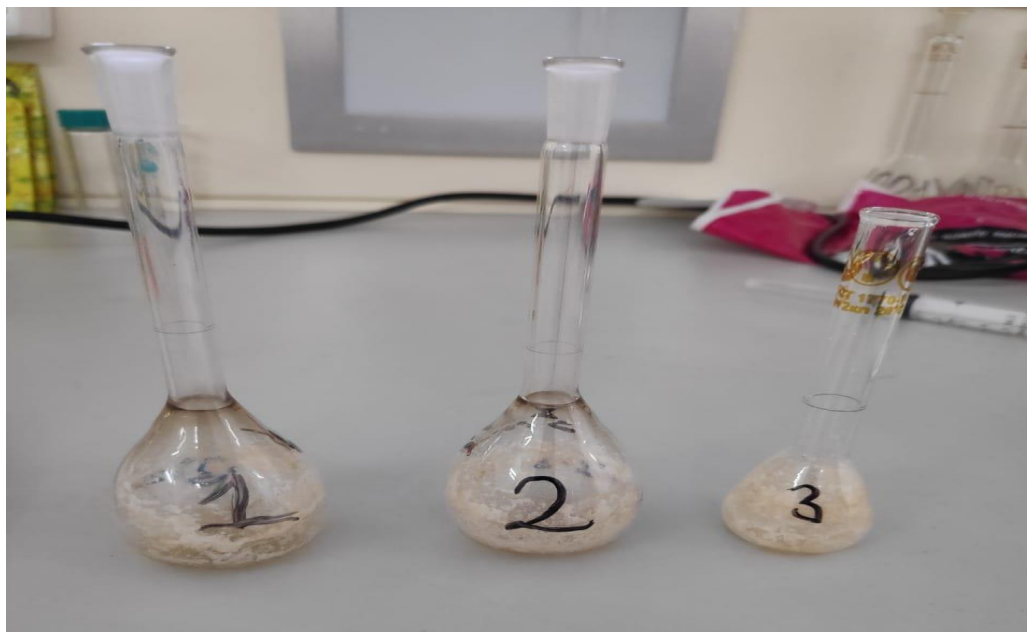


Рисунок 11 – колбы с испаренной водой оставшейся соли

4.1 Сравнение гелеполимерных растворов

Следующим лабораторной работой было выбор подходящего полимера для последующих экспериментов. Состав геля:

- 0,5 % полимера;
- 0,05% сшивающего агента- Ацитат хрома (III);
- 99% вода.

На выбор были представлены следующие полимеры:

- 1) FLOPAM 3630S, 05/13, LOT CH1272, $17,2 \cdot 10^6$ Da MW, 30% НРАМ;
- 2) FP 307, 01/14, $6-7 \cdot 10^6$ Da MW, 5% НРАМ;
- 3) FP 5115, $>14 \cdot 10^6$ Da MW, 10% НРАМ;
- 4) FP 5205 13,5-19,5 $\cdot 10^6$ Da MW, 20% НРАМ;
- 5) FLOPAM AN 905 SH.

Рецептура раствора на 50 грамм:

- 0,25 г полимера;
- 0,1 г 25% раствора ацитата хрома (III);
- 49,65 г воды.

Полимер растворяю в воде в течении 24 часов с помощью магнитной мешалки, затем добавляется сшиватель (ацитат хрома (III)) и гелеполимерный раствор отправляется в сушильный шкаф при температуре 60°C.

Метод определения прочности геля

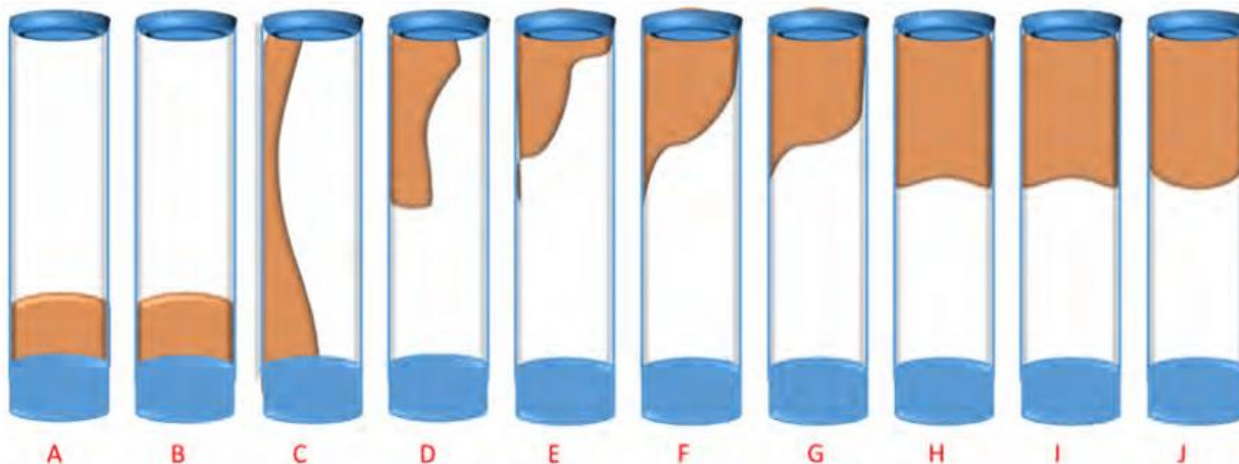


Рисунок 12- классификация прочностей гелей.

Полученные гели представлены на рисунке 13. Сразу после гелеобразования и после нескольких дней наблюдений.

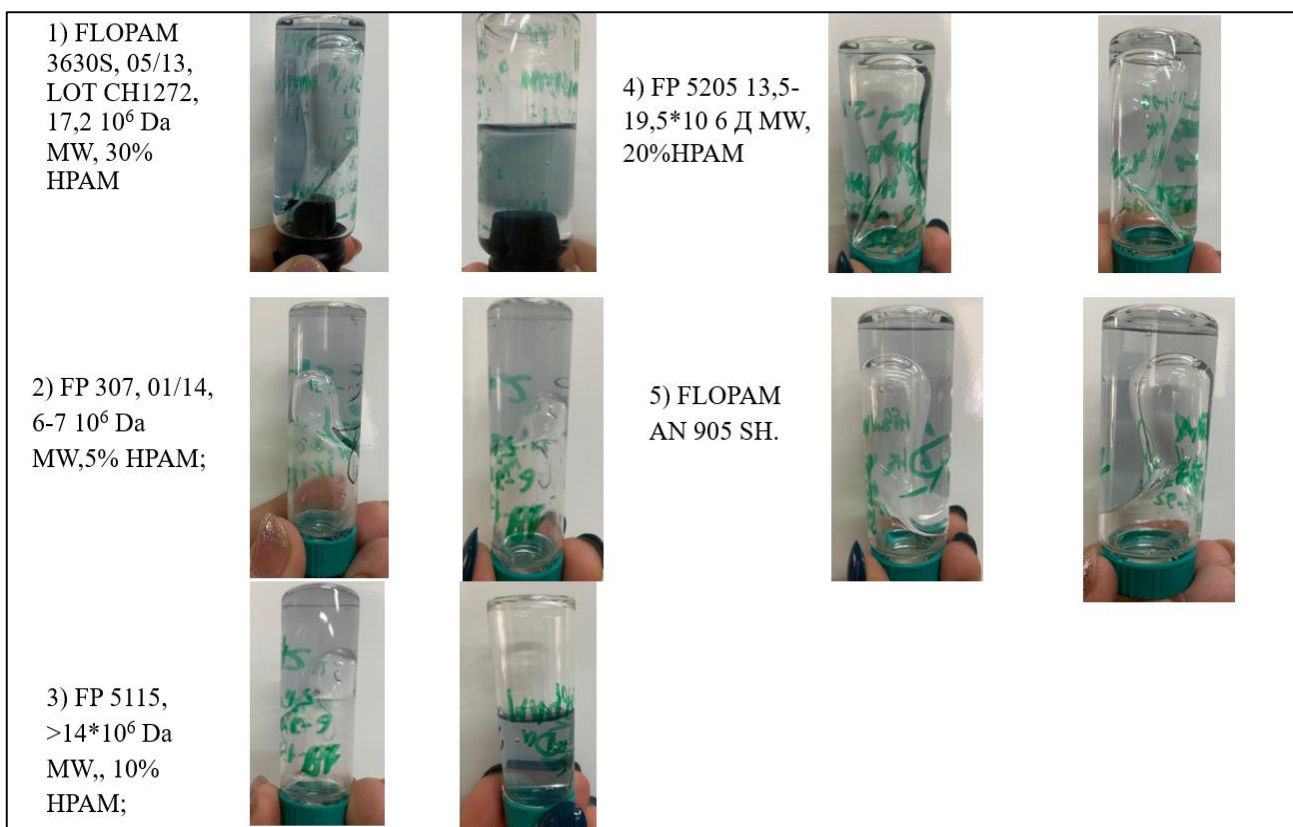


Рисунок 13 - сравнение гелей на прочность

На основе сравнения гелей можно сделать несколько выводов:

- Гель FLOPAM 3630S, 05/13, LOT CH1272, $17,2 \cdot 10^6$ Da MW, 30% HPAM. В течении трех дней данный гель показывал себя как прочный, но на 4 день начался процесс синерезис (выделение воды из геля). (Приложение А) Данный процесс- это одна из актуальных проблем. При высоких значениях молярной массы и процента гидролиза повышается шанс синерезиса [15]. По методу качества данный гель оценивается как А (рисунок 13).
- Гель FP 307, 01/14, $6-7 \cdot 10^6$ Da MW, 5% HPAM. Процесс синерезиса не наблюдался. Гель прочный. По методу качества данный гель оценивается как G (рисунок*).
- Гель FP 5115, $>14 \cdot 10^6$ Da MW, 10% HPAM показал себя не прочным гелем. По методу качества данный гель оценивается как А (рисунок*).
- Гель FP 5205 13,5-19,5 $\cdot 10^6$ Da MW, 20% HPAM показал себя как более прочный. Но из-за высокой молекулярной массы его прочность оценивается по методу качества С.
- Гель FLOPAM AN 905 SH. Прочный гель, процесса синерезиса не наблюдалось. По методу качества оценивается D.

На основе данного сравнения для дальнейших экспериментов будет использоваться Гель FP 307, 01/14, 6-7*10⁶ Da MW, 5% НРАМ, так как не наблюдался процесс синерезиса и из представленных выше пяти гелей является более прочным гелем.

Применение геля на основе НРАМ и Ас/Сr(III) известная практика в мире и в Казахстане, показавшая положительный результат для перекрытия высокопроницаемых пластов, трещин.

5 Совершенствование технологии НРАМ гелей

На месторождении Узень ранее применялись потокоотклоняющие технологии начиная с 2000 года. За период с 2000 г. по 20013 год на Узеньском месторождении по технологиям СПС было проведено 920 скважино/обработок, суммарная дополнительная добыча составила 687 461 тонн нефти, т.е. в среднем на одну скважино-операцию приходится 747 тонн дополнительно добытой нефти. Для повышения свойств закупорки гелем и в следствие, более эффективного перераспределения фильтрационных потоков применять к раствору FP 307, 01/14, 6-7*10⁶ Da MW, 5% НРАМ; 0,05% сшивателя- Ас/Cr (III) наполнители. В качестве наполнителей выступили: древесная мука, древесные опилки (0,5мм-1мм) и глина (монтмориллонит). Подобрана технология приготовления геля и проведен анализ [26].

Раствор №1 (контрольный). 1% раствор полимера FP 307, 01/14, 6-7*10⁶ Da MW, 5% НРАМ; 0,05% сшивателя- Ас/Cr (III). Технология приготовления: Полимер растворяют в воде при постоянном помешивании, спустя сутки добавляют сшиватель и отправляют в шкаф при температуре 60°C на 24 часа.

Раствор №2. 1% раствор полимера FP 307, 01/14, 6-7*10⁶ Da MW, 5% НРАМ;

0,05 % сшивателя- Ас/Cr (III). Технология приготовления: Полимер растворяют в воде при постоянном помешивании, спустя сутки добавляют сшиватель и отправляют в шкаф при комнатной температуре на 24 часа. (для сравнения процесса гелеобразования в зависимости температуры).

Раствор №3. 1% раствор полимера FP 307, 01/14, 6-7*10⁶ Da MW, 5% НРАМ; 0,05% сшивателя- Ас/Cr (III); 1% древесных опилок размером 0,5-1 мм. Технология приготовления: Полимер растворяют в воде при постоянном помешивании, спустя сутки добавляют сшиватель спустя 20 минут добавляется наполнитель (опилки) и отправляется на водяную баню при постоянной температуре 40°C и периодическом перемешивании на магнитной мешалке 100обр/мин, во избежание оседания опилок. При первых признаках гелеобразования (появления язычков) отправляется в сушильный шкаф при температуре 60°C.

Раствор № 4. 1% раствор полимера FP 307, 01/14, 6-7*10⁶ Da MW, 5% НРАМ; 0,05 % сшивателя- Ас/Cr (III); 1%древесной муки. Технология приготовления: Полимер растворяют в воде при постоянном помешивании, спустя сутки добавляем древесную муку и оставляем на 24 часа набухать. Добавляем сшиватель и ставим на магнитную мешалку 100 обр/мин и температуре 40°C с периодическим отключением мешалки. Спустя 6 часов гель не образовался. После 24 ч часов в сушильном шкафу гель не образовался.

Так как гель не образовался было принято решение сменить гель на FLOPAM (AN 905 SH) с высокой молекулярной массой.

Раствор №5. 1% раствор полимера FLOPAM (AN 905 SH); 0,05% сшивателя- Ас/Сг(III); 1%древесной муки. Технология приготовления: Полимер растворяют в воде при постоянном помешивании, добавляем древесную муку и оставляем на 24 часа. Добавляем сшиватель и ставим на магнитную мешалку 100 обр/мин и температуре 40°C с периодическим отключением мешалки. Через 5,5 часов гель не образовался. После 24 ч часов в сушильном шкафу образовался слабый гелеполимерный раствор.

Раствор №6-9. 1% раствор полимера FP 307, 01/14, $6-7 \cdot 10^6$ Da MW, 5% НРАМ полимер растворяется в воде в течении 24 часов- матричный раствор массой 200г.

Раствор № 6-8 добавлен сшиватель 20 мин водяная баня, за это время образовался гель высокой вязкости наполнители добавить не получилось.

Раствор №9 Добавлен сшиватель, затем добавлен наполнитель глина (монтмориллонит). Раствор на водяной бане с периодическим перемешиванием при комнатной температуре. Спустя 70 мин гелеобразование началось и раствор опрaвлен был в шкаф при 60°C.

Раствор №10 повтор раствора №3, но наполнителем выступает древесная мука. Спустя 5,5 часов началось гелеобразование и раствор был отправлен в сушильный шкаф при температуре 60°C.

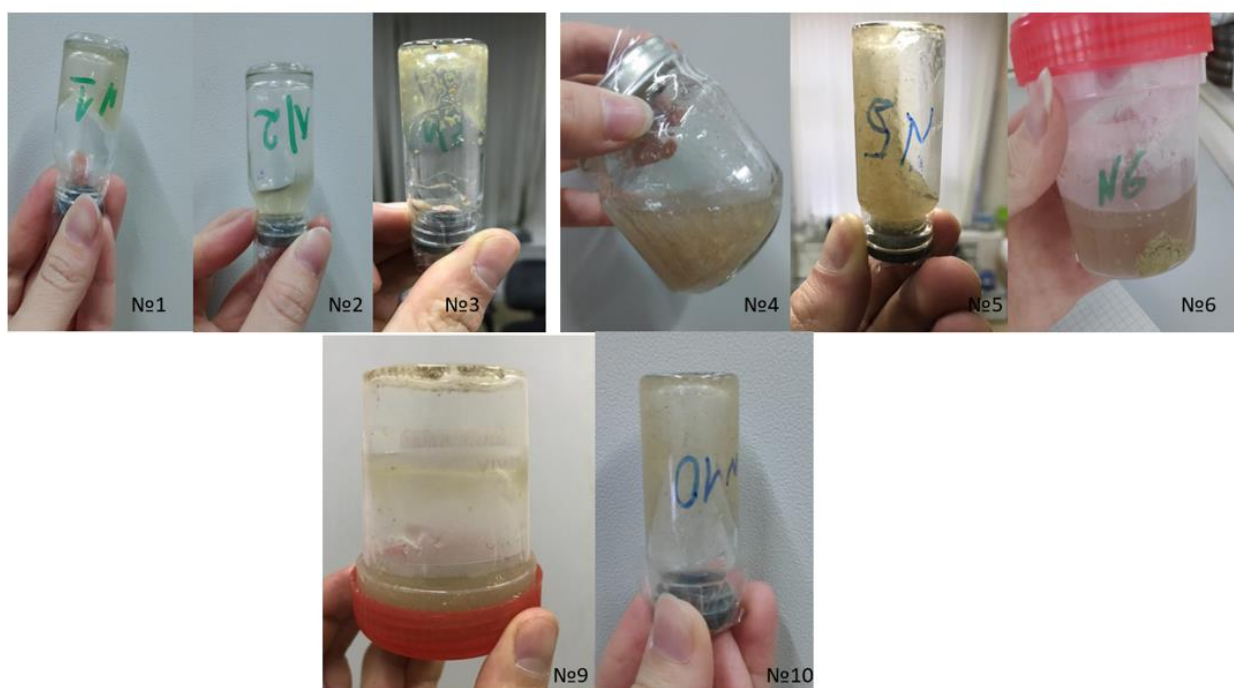


Рисунок 14- Качественная оценка гелей, приготовленных в лаборатории.

Если провести качественную оценку растворов по классификации (Рисунок 12)

Раствор №1- I;
Раствор №2- В
Раствор №3- I;
Раствор №5-С;
Раствор №9-А;
Раствор №10-Е.

Правильной технологией приготовления представлена в растворах №3 и 10 (полимер растворяется в воде, добавляется сшиватель и затем наполнитель).

Температура среды сильно влияет на процесс гелеобразования- на каждые 10°С скорость реакции увеличивается в 2-4 раза.

Прочные гели получились в растворах №1, №3 и №10 требует доработки.

Гели с наполнителями позволят снизить экономические и технологические риски. Данные гели создают возможность регулирования направление фильтрационных потоков и включение слабопроницаемых пропластков.

6 Гидродинамическая модель

На симуляторе Eclipse был проведен анализ снижения обводненности применения гелей.

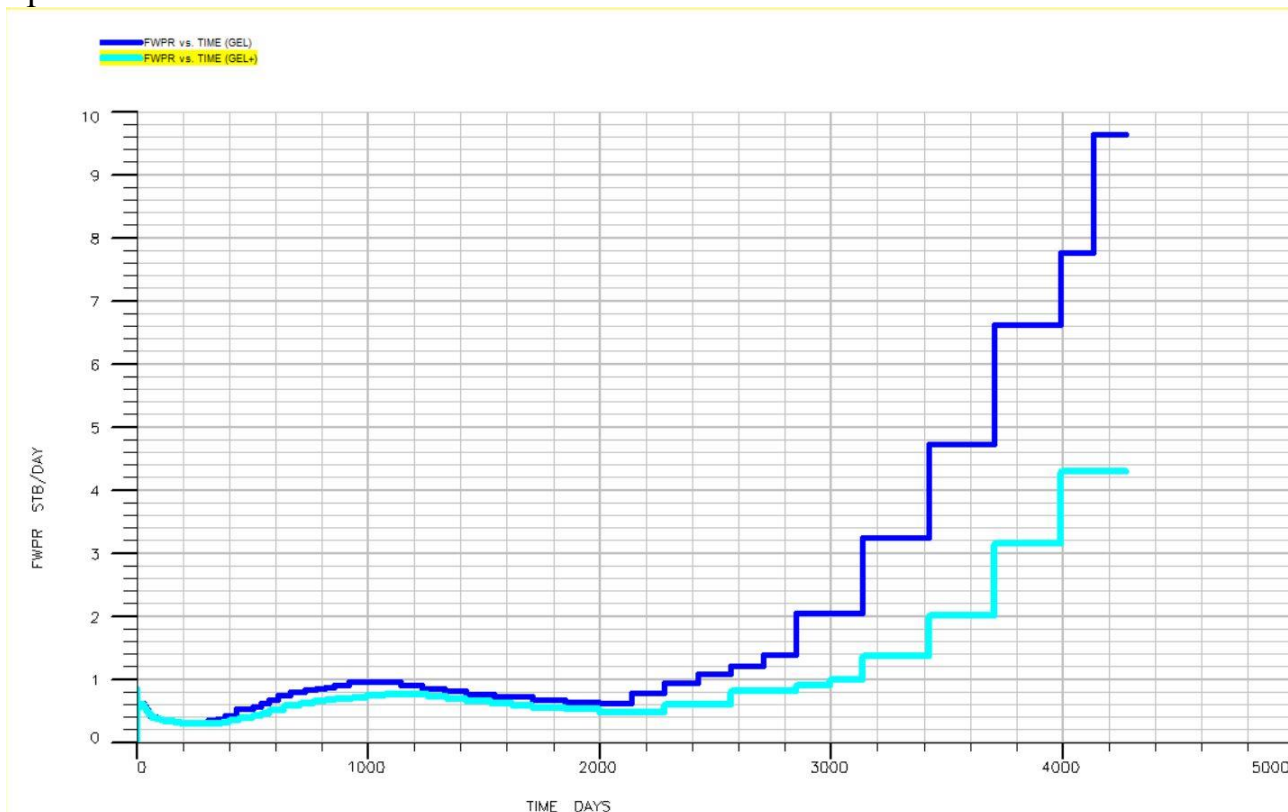


Рисунок 15- график сравнения гелей по добычи воды FWPR.

На графике (рисунок 15) представлены сравнение Gel без наполнителя, Gel+ с наполнителем. Меняются такие показатели как концентрация и вязкость геля.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Неоднородность пласта повреждена коэффициентом Дикстра – Парсонса. Проблема месторождения Узень относится к категории С (таблица 3), где целесообразно воздействовать гелем.

По лабораторным работам подходящий полимер- FP-307- $6-7 \cdot 10^6$ Da MW, 5% НРАМ.

Методом модификации является добавление наполнителей (опилки, древесная мука) к гелям.

Моделирование воздействия гелем с наполнителем в Eclipse показало положительные результаты, что в свою очередь уменьшит количество добываемой воды и снизит затраты на ее очистку.

При усовершенствовании существующих технологий данный метод в комплексе с другими можно использовать для разработки обводненных пластов.

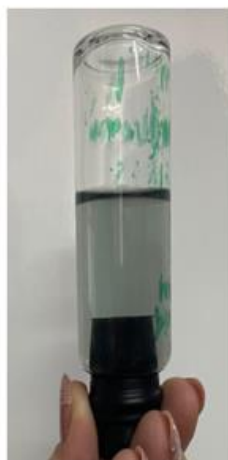
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Берт Муллаев, Айгуль Абитова, Бибигул Туркпенбаева, Ольга Саенк «Месторождение Узень. Проблемы и решения. Том 1» //Нур-Принт, Алматы-2016 с 9-13
2. Джеббар Тиаб, Доналдсон Эрл Ч. «Петрофизика» // Премиум Инжиниринг-2009 с 166-172
3. R. S. Seright, New Mexico Petroleum Recovery Research Center R. H. Lane, Northstar Technologies International, R. D. Sydansk, Sydansk Consulting Services, Also see SPE Production & Facilities (August 2003)
4. Seright, SPE, New Mexico Petroleum Recovery Research Center, R.H. Lane, SPE, Northstar Technologies Infl., and R.D. Sydansk, SPE, Sydansk Consulting Services «A Strategy for Aftacking Excess Water Production R.S.» SPE Production & Facilities (August 2003) pp.158-169
5. Krishnan, P. et al.: “Dehydration and Permeability of Gels Used in In-Situ Permeability Modification Treatments,” paper SPE 59347 presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, April 3-5.
6. Sydansk, R.D.: “Acrylamide-Polymer/Chromium(III)-Carboxylate Gels for Near Wellbore Matrix Treatments,” SPE Advanced Technology Series (April 1993) 1 (1), 146-152
7. Whitney, D.D., Montgomery, D.W., and Hutchins, R.D.: “Water Shutoff in the North Sea: Testing a New Polymer Gel System in the Heather Field, UKCS Block 2.5,” SPEPF (May 1996) 108-112
8. Zaitoun, A., Kohler N., and Guerrini, Y.: “Improved Polyacrylamide Treatments for Water Control in Producing Wells,” JPT (July 1991) 862-867
9. Liang, J., Lee, R.L., and Seright, R.S.: “Placement of Gels in Production Wells,” SPEPF (Nov. 1993) 276-284; Trans. AIME 295.
10. Seright, R.S., Liang, J., and Sun, H.: “Gel Treatments in Production Wells with Water Coning Problems,” In Situ (1993) 17(3), 243-272.
11. Seright RS. Aperture-tolerant, chemical-based methods to reduce channeling. Annual Technical Progress Report. Report No. DOE/NT/15519-2, U.S. DOE, Office of Fossil Energy, Washington, D.C. Chapter 2. 2005.
12. Seright, R.S.: “Gel Propagation Through Fractures,” SPEPF (Nov. 2001) 225-232
13. Нажису, Ерофеев Владимир Иванович, Лу Цзиньлун, Ван Вэй «ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРНОГО ГЕЛЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ» Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 4. 147–157
14. И.С. Иванов «Основные причины различных зависимостей обводненности от отбора от НИЗ», SPE 115497, 2008

15. Seright, R., Brattekas, B. Water shutoff and conformance improvement: an introduction. *Pet. Sci.* 18, 450–478 (2021). <https://doi.org/10.1007/s12182-021-00546-1>
16. Zaitoun, A., and Kohler, N., 1988. Two-Phase Flow Through Porous Media: Effect of an Adsorbed Polymer Layer. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, October 2-5. Paper SPE 18085.
17. Liu, J., Seright, R.S., 2000. Rheology of gels used for conformance control in fractures. SPE-59318-MS, SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Oklahoma, USA.
18. I. Gussenov, N. Nuraje, S. Kudaibergenov «Bulk gels for permeability reduction in fractured and matrix reservoirs» [Energy Rep. 5(2019) 733–746] *Energy Reports*, Volume 6, November 2020, Pages 123.
19. Brattekas, B., Haugen, A., Graue, A., Seright, R.S., 2012. Gel dehydration by spontaneous imbibition of brine from aged polymer gel. In: Paper SPE- 153118-MS, SPE Improved Oil Recovery Symposium, 14-18 April, Tulsa, Oklahoma, USA.
20. Brattekas, B., Pedersen, S.G., Nistov, H.T., Haugen, A., Graue, A., Liang, J.-T., Seright, R., 2015b. Washout of Cr(III)-acetate-HPAM gels from fractures: Effect of gel state during placement. *SPE Produc. Oper.* 30 (02), 99–109.
21. McCool, C.S., Li, X., Willhite, G.P., 2007. Effect of shear on flow properties during placement and on syneresis after placement of a polyacrylamide chromium acetate gelant. In: Paper SPE-106059-MS, International Symposium on Oilfield Chemistry, 28 February-2 March, Houston, Texas, U.S.A.
22. Al-Sharji HH, Grattoni CA, Dawe RA, Zimmerman RW. Pore-scale study of the flow of oil and water through polymer gels. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas. 1999. <https://doi.org/10.2118/56738-MS>
23. Bai B, Zhang H. Preformed-particle-gel transport through open fractures and its effect on water flow. *SPE J.* 2011;16(02):388–400. <https://doi.org/10.2118/129908-PA>.
24. Brattekas B, Pedersen SG, Nistov HT, Haugen A, Graue A, Liang J-T, et al. Washout of Cr(III)-acetate-HPAM gels from fractures: effect of gel state during placement. *SPE Prod Oper.* 2015;30(02):99–109. <https://doi.org/10.2118/169064-PA>.
25. Seright RS. Washout of Cr(III)-acetate-HPAM gels from fractures. In: International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas. 2003b. <https://doi.org/10.2118/80200-MS>
26. Черепанова Н.А. Совершенствование потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи терригенных коллекторов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа 2008г, с. 19
27. Tariq Khamees, Ralph Flori. Investigating the Propagation of the Colloidal Dispersion Gel (CDG) in Thick Heterogeneous Reservoirs Using Numerical

Simulation. American Journal of Science, Engineering and Technology. Vol. 4, No. 1, 2019, pp. 1-17. doi: 10.11648/j.ajset.20190401.11

Приложение А.



День 1



День 2



День 3



День 4



День 5



День 6



День 7



День 8



День 9



День 10

Рисунок 1- процесс синерезиса полимера в течении 10 дней.