

УДК 622.276.43

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ
СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**



**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF PHYSICO-CHEMICAL METHODS
TO INCREASE OIL RECOVERY ON THE FINAL STAGE
OF OIL FIELDS DEVELOPMENT**

Курганов Глеб Игоревич

студент направления подготовки 21.04.01
«Нефтегазовое дело» (магистерская программа
«Эксплуатация скважин в осложнённых условиях»),
Санкт-Петербургский горный университет
kalter1999@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Аннотация. На сегодняшний день в России на зрелых месторождениях в основном применяется традиционный метод увеличения нефтеотдачи – заводнение; в стране при его использовании добывается порядка 90 % всей нефти. Однако при вытеснении водой в пласте остаётся достаточное количество нефти. Необходимо найти инновационный подход с применением третичного МУН. Рассматриваемое месторождение разрабатывается не первое десятилетие, и, как следствие, уровень добычи (пластовое давление) со временем падает. С учётом этих факторов месторождение является идеальной площадкой для реализации современных перспективных технологий. Одним из наиболее прогрессивных и перспективных методов увеличения нефтеотдачи является АСП-заводнение (ввод одновременно трёх компонентов – щелочи, полимера и ПАВ). Суть этого метода заключается в вытеснении нефти с помощью многофункционального композитного состава, включающего в себя три основные составляющие: поверхностно-активные вещества, полимеры и щелочи (сода). В статье выполнен подбор возможных физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи применительно к объекту БС₁₋₂, в котором сосредоточены значительные остаточные запасы нефти.

Ключевые слова: полимерное и щелочное заводнение; технология АСП; критерии применимости метода АСП-заводнения; выбор скважин-кандидатов; подбор реагентов; прогноз технологического эффекта по характеристикам вытеснения; технология и организация закачки полимера; технология и организация закачки ПАВ.

Kurganov Gleb Igorevich

Student Training Direction 21.04.01
«Oil and Gas Business»
(Master's Program «Operation
of Wells in Complicated Conditions»)
Saint Petersburg Mining University
kalter1999@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields,
Saint Petersburg Mining University
Savenok_OV@pers.spmi.ru

Annotation. Today in Russia at mature fields, the traditional method of enhanced oil recovery is mainly used – waterflooding; in the country, when using it, about 90 % of all oil is produced. However, when displaced by water, a sufficient amount of oil remains in the reservoir. It is necessary to find an innovative approach using tertiary enhanced oil recovery methods. The field under consideration has been developed for more than a decade, and, as a result, the level of production (reservoir pressure) decreases over time. Taking into account these factors, the field is an ideal platform for the implementation of modern advanced technologies. One of the most progressive and promising methods of enhanced oil recovery is ASP-flooding (simultaneous input of three components: alkali, polymer and surfactant). The essence of this method is to displace oil using a multifunctional composite composition, which includes three main components: surfactants, polymers and alkalis (soda). The article presents a selection of possible physical and chemical technologies for enhanced oil recovery in relation to the BS₁₋₂ facility, which contains significant residual oil reserves.

Keywords: polymer and alkaline flooding; ASP technology; criteria for applicability of the ASP-flooding method; selection of candidate wells; selection of reagents; forecast of the technological effect according to the displacement characteristics; technology and organization of polymer injection; technology and organization of surfactant injection.

Х арактеристика технологических показателей разработки

Рассматриваемое месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе. Ближайший к месторождению населённый пункт – посёлок Федоровский. В 54 км к югу от данного населённого пункта находится административный центр района – г. Сургут. Соседние месторождения, граничащие с рассматриваемым месторождением – Лянторское, Мамонтовское, Тевлинско-Русскинское.

Объект введён в эксплуатацию 1974 году. В настоящее время находится на стадии падающей добычи нефти. Утверждённые системы разработки: для залежи 1 на Фёдоровской и Моховой площадях – блоковая трёхрядная с очаговым и законтурным заводнением, на Северо-Сургутской площади – площадная девятиточечная в центральной части залежи и законтурное заводнение на периферийных участках, для залежи в районе скважины № 75Р – избирательная, для залежи в районе скважины № 723 – эксплуатация на естественном режиме боковым горизонтальным стволом.

В 1990 году наблюдается первый максимальный уровень добычи нефти – 1381 тыс. тонн. В 2004 начато применение технологии скважин с боковыми стволами, благодаря этому достигнут второй максимум добычи нефти – 1453 тыс. тонн, а с 2007 года годовая добыча нефти начинает значительно снижаться.

Закачка воды на объекте началась с 1981 года. В 2013 году в объект закачано 8080,3 тыс. м³ воды, с начала разработки – 191124,6 тыс. м³ воды. Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды составляет 106,4 %, накопленная – 110,4 %.

Всего в 2013 году в эксплуатации на нефть перебивало 202 скважины, средний дебит нефти составил 4,0 тонн/сут. при обводнённости продукции – 94,4 %. С обводнённостью более 94 % работали 94 скважины (46,5 % фонда), в том числе 32 скважины с боковыми стволами. В 2013 году добыча нефти из высокообводнённого фонда составила 114,9 тыс. тонн (41,8 % в общем объёме добычи).

Текущая нефтенасыщенная толщина в среднем по добывающим, транзитным и наблюдательным скважинам составляет 4,9 м. Коэффициент заводнённой толщины в среднем равен 0,64.

В среднем по исследованным скважинам текущий коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,32. Коэффициент вытеснения – 0,51.

Перфорацией вскрыт 91 % нефтенасыщенной толщины объекта. Коэффициент работающей толщины – 1,05. Закачиваемую воду принимает 95 % нефтенасыщенной толщины объекта.

Более детально показатели разработки по объекту БС₁₋₂ приведены в таблице 1 и на рисунке 1.

С 2013 года наблюдается падение дебита нефти и рост обводнённости продукции, из чего следует вывод, что на объекте необходимо проводить более технологичные мероприятия по повышению нефтеотдачи и борьбе с повышенной обводнённостью.

Таблица 1 – Изменение показателей разработки объекта БС₁₋₂

Год	Уровень добычи нефти, млн тонн	Уровень добычи жидкости, млн тонн	Средний дебит нефти, тонн/сут.	Обводнённость, %
2011	0,969	7,962	10,10	87,8
2012	1,452	9,185	15,18	84,2
2013	1,240	9,570	13,92	85,0
2014	0,912	9,517	10,58	87,4
2015	0,716	9,393	8,31	88,4
2016	0,567	9,210	5,86	89,8
2017	0,444	9,115	5,31	91,1
2018	0,352	8,634	4,51	92,1
2019	0,304	8,078	4,21	93,9
2020	0,274	7,572	4,20	94,4



Рисунок 1 – Изменение показателей разработки объекта БС₁₋₂

Осложнения на объекте

Рассматриваемое месторождение находится на поздней стадии разработки, вследствие чего при эксплуатации обостряются или возникают проблемы технологического и технического плана, являющиеся следствием особенностей позднего периода разработки. К числу первых относятся недостатки внутриконтурного заводнения, объективная необходимость выработки трудноизвлекаемых и остаточных запасов. Ко вторым – физический износ скважин и оборудования, выявленные особенности выработки пластов (взаимовлияние пластов, необратимые деформации пород в процессе разработки и др.).

На поздней стадии наиболее остро проявляются все недостатки метода заводнения. Причём первый недостаток (неполнота охвата заводнения) известен давно, остальные были выявлены сравнительно недавно.

Длительное применение заводнения на месторождениях весьма осложнило выработку пластов на поздней стадии разработки. Высокоэффективный метод заводнения обладает существенными недостатками, а именно:

1. При разработке неоднородных, расчленённых объектов не обеспечивается *полнота охвата* заводнением пластов, в результате чего не вовлекается в разработку значительные, в основном трудноизвлекаемые запасы, происходит разноскоростная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых и оставлению нефти в малопроницаемых пластах.

2. Выработка оставшихся заводнённых пластов осложняется тем, что остаточная нефть «запечатывается» закачанной водой.

Для решения этих проблем необходим грамотный выбор мероприятий, проводимых на объекте.

Анализ эффективности применяемых МУН

На рассматриваемом объекте постоянно применяются различные методы увеличения нефтеотдачи. В таблице 2 приведены данные о применяемых МУН, а также их показателях эффективности за 2017–2020 гг.

Таблица 2 – Применяемые МУН

Вид воздействия	Количество скважино-операций, шт.	Удельная эффективность, тонн/сква.-опер	Дополнительная нефть с учётом переходящего эффекта от ранее проведённых мероприятий, тыс. тонн
ОПЗ в добывающих скважинах	8	1280,3	11,77
ОПЗ в нагнетательных скважинах	90	676,5	71,12
Перфорационные методы	12	602,4	15,63
Гидроразрыв пласта	4	1130	6,99
Изоляционные мероприятия	33	433,5	17,63
Технологии МУН	83	1509,2	156,73
Гидродинамические методы	1	329,6	0,33

Более наглядное распределение МУН по частоте применения и технологической эффективности представлено на соответствующих диаграммах (рис. 2 и 3).

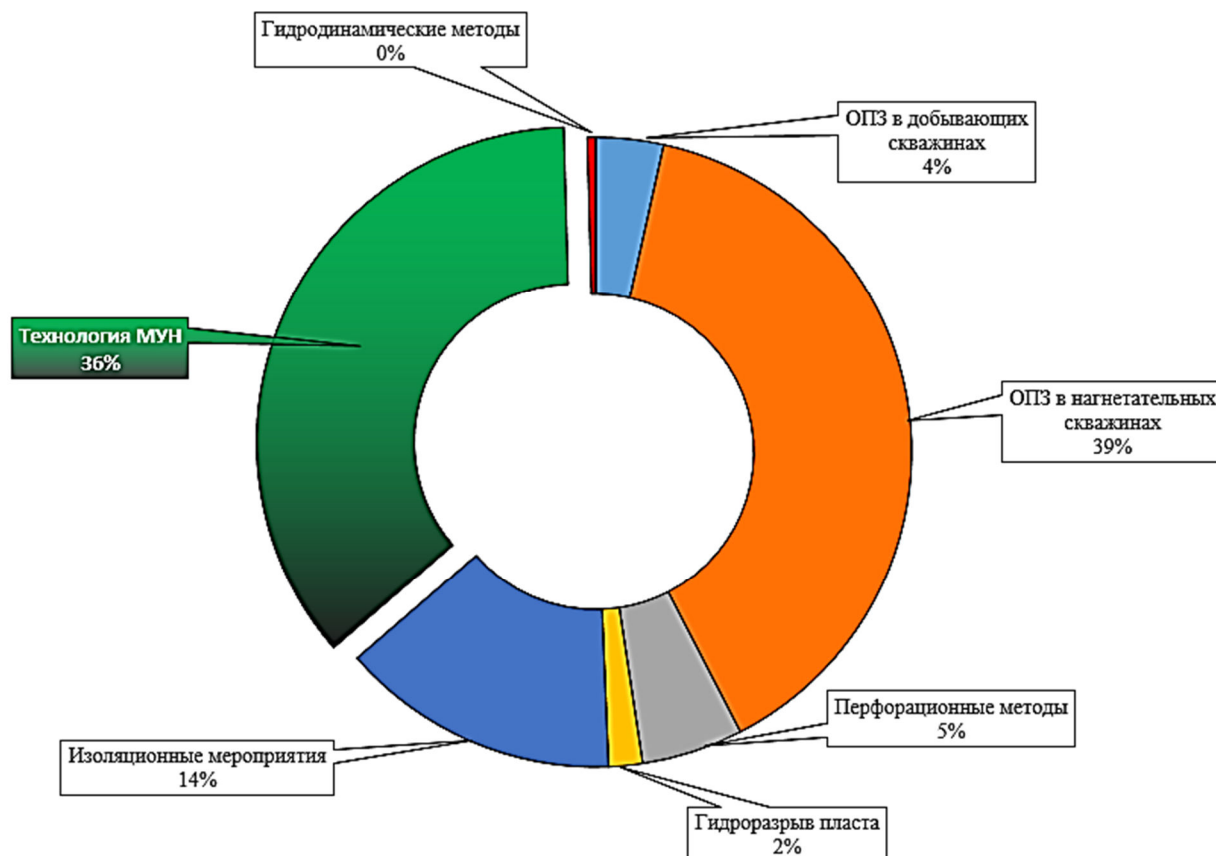


Рисунок 2 – Распределение МУН по частоте применения

Анализируя данные, представленные выше, можно сделать вывод, что наиболее перспективными являются физико-химические МУН. Рассмотрим подробнее различные технологии воздействия (табл. 3).

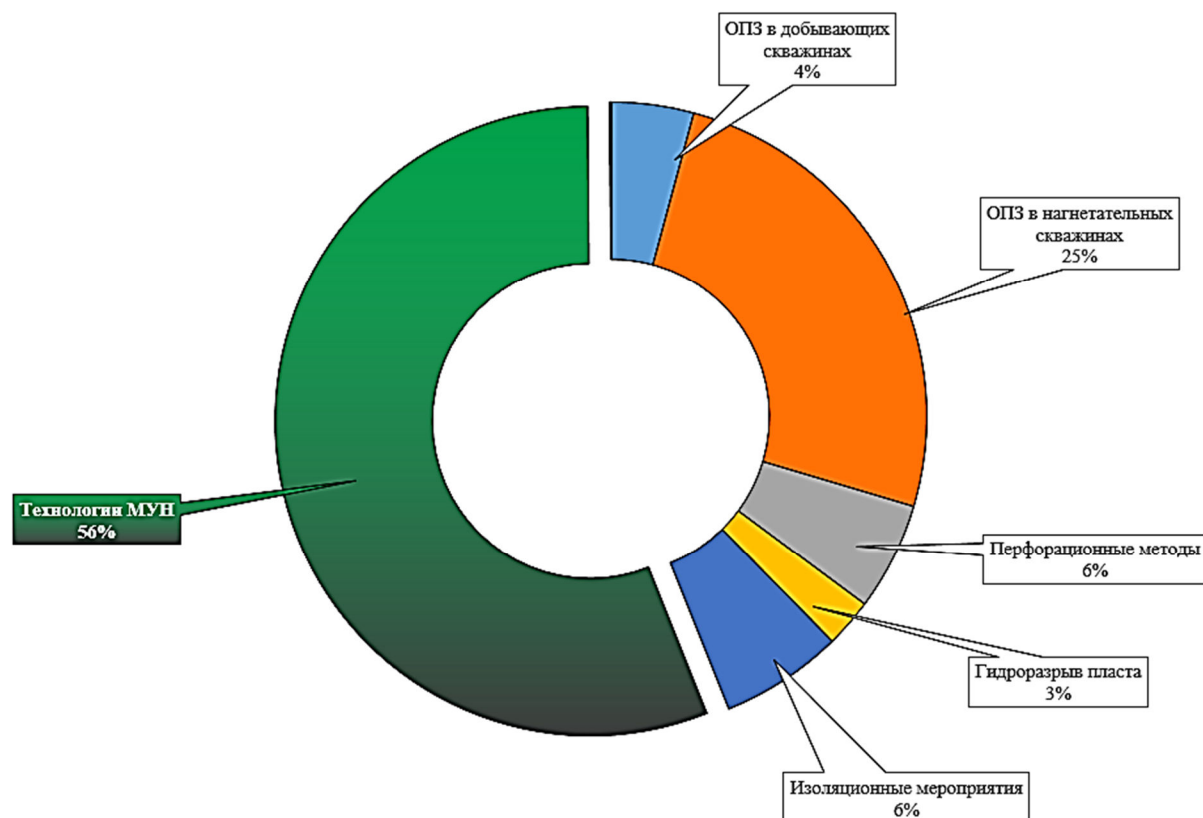


Рисунок 3 – Распределение МУН по дополнительно добытой нефти

Таблица 3 – Сводные данные о проведенных МУН

№ n/n	Технология воздействия	Количество скважино-операций, ед.	Удельный объем закачки, м ³	Средняя продолжительность эффекта, сут.	Удельная эффективность, тонн/сква.-опер.	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	Успешность, %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Вязко-эмульсионный полимерный состав (ВЭПС)	4	181,3	222	575,1	2300,3	75
2	Вязко-эмульсионный дисперсный состав (ВЭДС)	2	195,0	268	1084,3	2168,6	100
3	Вязко-эмульсионный состав (ВЭС)	7	108,3	420	1580,7	11065,0	86
4	Вязко-эмульсионный бесполимерный состав (ВЭБС)	3	146,7	583	1875,4	5626,1	100
5	Глиносодержащий полимерный гелеобразующий состав (ГПГС)	4	198,0	445	492,6	1970,4	100
6	Полимер с дисперсным наполнителем (ПДН)	8	445,3	436	848,9	6790,9	100
7	Полимерный гелеобразующий состав (ПГС)	18	169,1	511	1894,8	34106,9	100
8	Поверхностно-активный полимерный гелеобразующий состав (ППГС)	4	118,8	674	2986,8	11947,3	100
9	Гелеобразующая композиция (ГОК)	1	160,0	579	1098,4	1098,4	100
10	Дисперсный гелеобразующий состав (ДГС)	1	80,0	579	1393,5	1393,5	100
11	Осадко-гелеобразующий состав (ОГС)	6	391,7	494	1738,4	10430,2	100
12	Дисперсно-структурированная композиция (ДСК)	8	347,5	387	806,0	6448,2	100
13	Структурированный состав (СС)	4	230,0	403	1231,0	4923,9	100
14	Поверхностно-активные вещества (ПАВ)	6	99,8	446	971,4	5828,2	83

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
15	ГКО + поверхностно-активные вещества (ГКО + ПАВ)	1	25,0	378	2637,3	2637,3	100
16	Растворитель + поверхностно-активные вещества (растворитель + ПАВ)	4	80,0	550	2717,5	10869,8	100
17	СКО + поверхностно-активные вещества (СКО + ПАВ)	2	25,0	792	2830,6	5661,1	100
Средние значения			210,5	469	1509,2		96
Суммарные значения		83				125266,2	

На рисунке 4 представлена диаграмма распределения МУН по количеству скважино-операций.

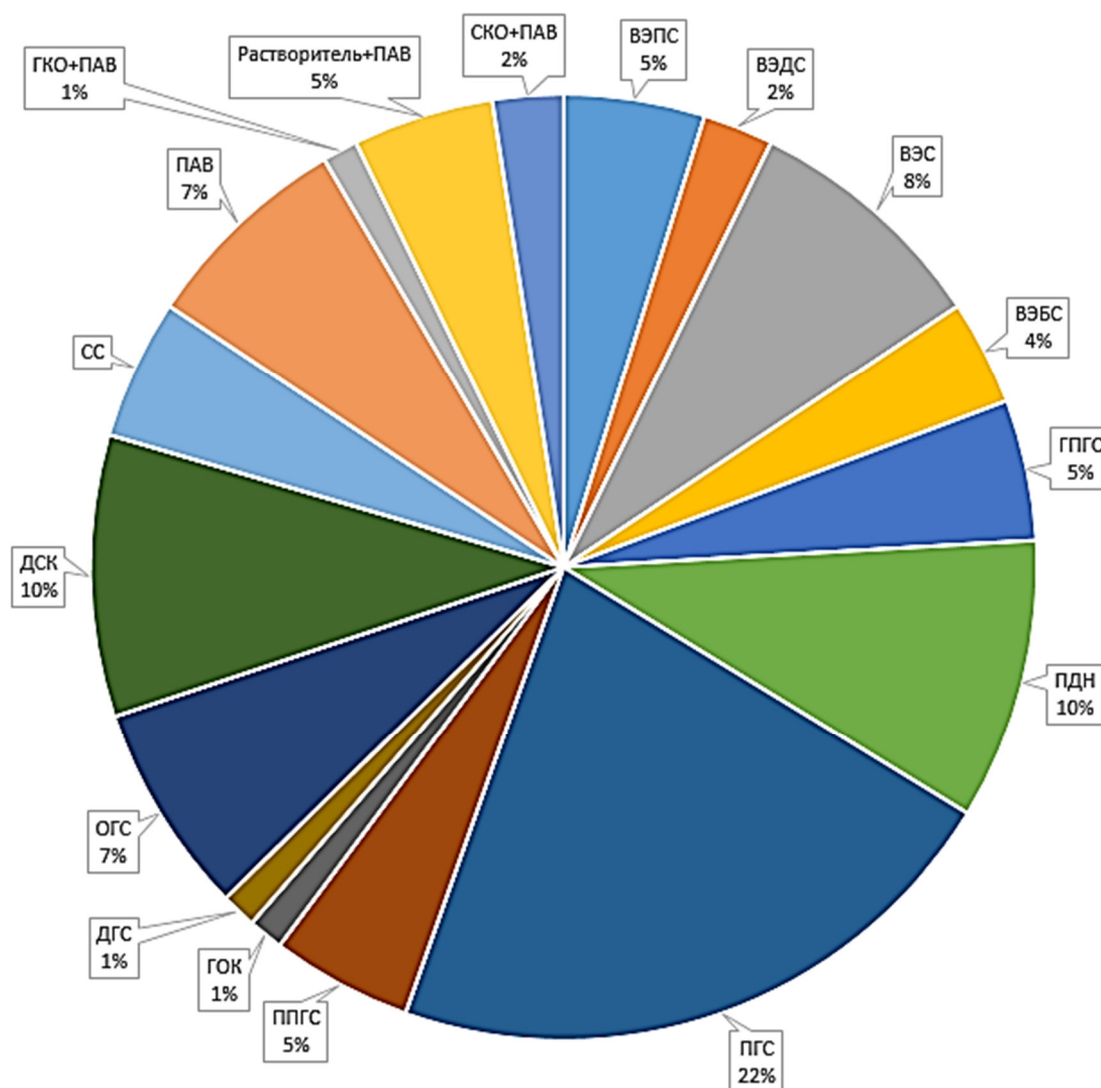


Рисунок 4 – Распределение МУН по частоте применения

Отчётливо видно, что наибольшее применение на объекте нашли закачки полимерных составов и составов на основе ПАВ. Наибольшую удельную эффективность имеет состав на основе поверхностно-активного полимерного гелеобразующего состава. Значит, необходимо искать способы улучшения или комбинирования данных технологий.

Анализ физико-химических МУН

Проводя анализ разработки месторождения, сделан вывод о том, что необходимо применить новую современную технологию нефтедобычи, позволяющую значи-

тельно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемой залежи, на которой традиционными методами невозможно извлечь значительные остаточные запасы нефти. Ниже представлен краткий обзор потенциальных технологий.

Закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ)

Метод основан на способности неионогенных ПАВ при растворении их в воде снижать межфазное поверхностное натяжение на границе раздела «нефть – вода», изменять смачиваемость в системе «нефть – вода – поверхность породы» и свойства адсорбционных слоёв, образующихся на границе раздела «вода – нефть» и «нефть – поверхность породы». При этом используют разбавленные растворы неионогенных ПАВ и, в частности, растворы оксиэтилированных алкилфенолов, жирных кислот или спиртов, продуктов конденсации окиси этилена и окиси пропилена.

Межфазное поверхностное натяжение на границе раздела нефти и водных растворов ПАВ этого типа при концентрации их в растворе 0,05–0,5 % снижается до 5–7 мН/м. ПАВ этого типа улучшают смачиваемость водой песчаника, гидрофобизированного вследствие адсорбции на нём естественных ПАВ нефти.

Одним из важнейших свойств ПАВ, определяющих их малую эффективность воздействия на нефтевытеснение, является их адсорбируемость на границах раздела фаз: на границе раздела «нефть – вода» и «вода – поверхность породы коллектора». Вследствие этого происходит отставание фронта раствора ПАВ с рабочей концентрацией от фронта вытеснения так, что в однородном пласте раствор ПАВ воздействует фактически на неподвижную остаточную нефть. Это подтверждается экспериментально большинством опытов.

Лабораторные исследования показывают, что для значительного улучшения вытесняющей способности воды требуются ПАВ, снижающие поверхностное натяжение до 0,01–0,05 мН/м. Лучшие неионогенные ПАВ при оптимальной концентрации в воде 0,05–0,1 % обеспечивают снижение поверхностного натяжения до 7–8 мН/м, что явно недостаточно для получения хорошего эффекта. Поэтому применение ПАВ позволяет увеличить нефтеотдачу не более чем на 3–5 %, т.е. незначительно. Из этого следует вывод, что применение раствора на основе только ПАВ не является эффективным.

Полимерное заводнение

Полимерное заводнение пластов является одним из основных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Его применение основано на способности полимера даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать её подвижность и за счёт этого повышать охват пласта заводнением.

Основное и самое простое свойство полимеров заключается в загущении воды. При массовом содержании их в растворе 0,01–0,1 % вязкость её увеличивается до 3–4 мПа · с. Это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкости нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта по проницаемости. В процессе фильтрации полимерных растворов в пористой среде они приобретают кажущуюся вязкость, которая может быть в 10–20 раз выше вязкости, замеренной вискозиметром. Поэтому полимерные растворы рационально применять в неоднородных пластах, а также при повышенной вязкости нефти с целью увеличения охвата их заводнением и улучшения полноты вытеснения нефти из пористой среды.

Ввиду невысокой вязкости нефти закачка раствора полимера после длительного периода заводнения является экономически нецелесообразной. Таким образом, имеет смысл перейти к модификациям полимерного заводнения сразу после традиционного заводнения.

В настоящее время разработаны и успешно применяются следующие основные технологии увеличения нефтеотдачи пластов с использованием полимеров:

- 1) закачка индивидуальных растворов полимера (полимерное заводнение);
- 2) воздействие на пласт с использованием «сшитых» полимеров;
- 3) полимерное заводнение в сочетании с вязкоупругими составами (ВУС);
- 4) воздействие на призабойную зону пласта ВУС;
- 5) полимерное заводнение в сочетании с другими физико-химическими методами.

Сочетание различных физико-химических методов является наиболее перспективной технологией, которая будет рассмотрена далее.

Щелочное заводнение

Применение щелочей для увеличения нефтеотдачи основано на взаимодействии кислотных компонентов нефти со щелочами с образованием водорастворимых солей. Эти соли являются поверхностно-активными соединениями и, адсорбируясь на поверхности раздела нефти с водой, снижают межфазное поверхностное натяжение; адсорбируясь на поверхности коллектора, они изменяют его смачиваемость. Снижение межфазного поверхностного натяжения при этом сравнительно невелико.

Все нефти по их активным свойствам при взаимодействии со щёлочью по показателю кислотности (отношение содержания гидроокиси калия к массе нефти) можно разделить на следующие 3 группы:

- 1) малоактивная: показатель кислотности – менее 0,5 мг/г, межфазное натяжение – более 1–2 мН/м;
- 2) активная: показатель кислотности – 0,5–1,5 мг/г, межфазное натяжение – 0,02–1,0 мН/м;
- 3) высокоактивная: показатель кислотности – более 1,5 мг/г, межфазное натяжение – менее 0,02–0,005 мН/м.

Метод неприменим, если пластовая нефть обладает малым индексом кислотности – менее 0,5 мг/г.

Важно отметить, что в отличие от метода закачки водного раствора ПАВ с поверхности, при щелочном заводнении ПАВ образуется непосредственно в пласте при контакте щёлочи с активной нефтью. Для приготовления щелочных растворов чаще всего используется NaOH. Могут также использоваться кальцинированная сода, жидкое стекло (силикат натрия) и др. Наиболее активны из них едкий натр и силикат натрия. Оптимальная концентрация NaOH в растворе, при которой достигается минимальное поверхностное натяжение, составляет 0,15–0,2 %.

Щелочные растворы обычно закачивают в виде оторочек размером 0,1–0,25 объёма пор с концентрацией 0,05–0,5 %.

Сравнительная дешевизна NaOH, небольшие концентрации в растворе, образование ПАВ непосредственно в пласте делают этот метод достаточно перспективным. По лабораторным данным использование щелочных растворов позволяет повысить коэффициент вытеснения на 15–20 % (абс.).

Технология АСП-заводнения

Из представленных технологий ведущую роль играет полимерное заводнение. В то же время признано, что АСП-заводнение (ввод одновременно трёх компонентов – щёлочи, полимера и ПАВ) есть наиболее перспективная технология увеличения нефтеотдачи.

АСП-заводнение наиболее эффективно, так как каждый компонент состава оказывает своё воздействие на пласт. ПАВ адсорбируется на границе раздела «нефть – вода», в результате чего межфазное натяжение уменьшается. Это приводит к тому, что происходит мобилизация нефти, зацементированной между зёрнами породы. Полимер повышает вязкость раствора. Охват пласта процессом заводнения увеличивается при закачке в пласт более вязкого раствора. Всё это в свою очередь делает возможным более эффективно вытеснять мобилизованную ПАВ нефть. Увеличивая подвижность нефти, сода уменьшает смачиваемость породы нефтью. При использовании щелочного агента уменьшается осаждение на породе ПАВ. Вступая в реакцию с кислой нефтью, имеющей большое содержание примеси серы, происходит образование дополнительного объёма ПАВ.

При одновременном использовании соды и ПАВ повышается мобильность пластовой нефти. Применение полимера, в свою очередь, увеличивает коэффициент охвата пласта заводнением по сравнению с обычным заводнением. Эффективность нефтевытеснения увеличивается при совместном воздействии на нефть, поступающей в добывающие скважины. Однако количество добываемых флюидов не изменяется. Количество добываемой воды уменьшается, а количество нефти – увеличивается.

На Западно-Салымском месторождении применяется технология АСП-заводнения. В 2014–2015 гг. пробурено 5 скважин и построено необходимое оборудование: трубопровод, блок разделения эмульсии и установка смешения АСП. С 2016 года начали закачку реагента в пласт.

По оценкам специалистов применение технологии АСП-заводнения в течение 15 лет позволит добыть дополнительно до 25 млн тонн нефти, что соответствует приросту КИН примерно на 10 % в целом по месторождению. На тех участках, где непосредственно будет использоваться данная технология, ожидается прирост КИН на 15–20 %. Внедрение же данной технологии на территории Ханты-Мансийского автономного округа повысит объём добываемой нефти на 2,4 млрд тонн.

Таким образом, в последнее время всё большую популярность набирает технология АСП-заводнения. В результате данной технологии возможно дополнительно добывать до 30 % флюида. Однако необходимо для каждого объекта заводнения подбирать индивидуальный состав раствора. При применении АСП-заводнения нагрузка на окружающую среду заметно снижается. Для использования данной технологии не требуется строительства дополнительной инфраструктуры, соответственно, сокращается объём отходов. Сами же реагенты нетоксичны, также могут использоваться в бытовой химии (такие, как ПАВ и сода) и в водоочистке (полимер). При использовании АСП-заводнения средний срок нефтедобычи составляет примерно 3–5 лет, в то время как при использовании традиционного заводнения на извлечение нефти этот срок увеличивается до десятилетия.

Критерии применимости метода АСП-заводнения

Проведя анализ физико-химических, МУН, выбрано АСП-заводнение как наиболее перспективная технология для месторождений, находящихся на последней стадии разработки.

На основе исследования опыта применения технологии АСП на месторождениях Китая, США, Канады и России были выделены основные факторы, опираясь на которые можно сделать вывод о применимости технологии АСП для выбранного объекта разработки.

К таким факторам можно отнести:

Тип пласта – все пласты нефти и газа разделяются на терригенные и карбонатные. Это значительно влияет на адсорбцию поверхностно-активных веществ на породе.

Трещиноватость пластов – трещины могут послужить причиной прорыва дорогостоящих агентов к забоям скважин. Объём трещин не должен превышать 1,5–2,0 % от общего объёма пор пласта.

Наличие *газовой шапки* отрицательно влияет на АСП-заводнение в связи с возможным неэффективным расходом рабочих агентов при их прорыве в газовую часть пласта, обладающую более высокой проводимостью.

Нефтенасыщенность пластов – требуется анализ её распределения по пласту, охвата заводнением и степени вытеснения в заводнённом объёме. Чем больше начальная нефтенасыщенность пластов, тем выше экономический и технологический эффект.

Текущая нефтенасыщенность на начало реализации АСП-заводнения по рассматриваемым эффективным проектам в среднем равна 0,47 доли ед. Минимальное значение начальной нефтенасыщенности составило 0,35 доли ед.

Вязкость нефти и её состав являются одними из важнейших критериев применения технологии АСП. Состав нефти имеет большое значение для щелочей и поверхностно-активных веществ, но не для полимера. Кислотное число сырой нефти должно быть высоким, чтобы щёлочь реагировала с кислотным компонентом нефти с образованием мыл.

Жёсткость и минерализация пластовых вод и воды, используемой для приготовления рабочего агента, имеют решающее значение для повышения нефтеотдачи АСП.

Все физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов быстро снижают свою эффективность при повышенной минерализации, и особенно при большом содержании солей кальция и магния в пластовой воде, используемой для приготовления растворов, вследствие деструкции молекул, адсорбции химических реагентов, образования осадков, инверсии структуры и снижения вытесняющей способности растворов. Например, под определённый состав пластовых вод подбирается индивидуально ПАВ. На рисунке 5 указаны некоторые ПАВ, которые можно использовать при различных уровнях минерализации пластовой воды и пластовой температуры.

		Низкая	Высокая		
Низкая	↓	Минерализация пластовой воды	<ul style="list-style-type: none"> · Альфаолефинсульфонаты · Олефинсульфонаты из внутренних олефинов · Алкиларилсульфонаты · Алкилэфирсульфонаты · ПАВ с большой гидрофобной группой 	<ul style="list-style-type: none"> · Альфаолефинсульфонаты · Олефинсульфонаты из внутренних олефинов · Алкиларилсульфонаты · ПАВ с большой гидрофобной группой 	25000 частей на млн
			<ul style="list-style-type: none"> · Альфаолефинсульфонаты · Олефинсульфонаты из внутренних олефинов · Алкиларилсульфонаты · ПАВ с небольшой гидрофобной группой 	<ul style="list-style-type: none"> · Альфаолефинсульфонаты · Олефинсульфонаты из внутренних олефинов · ПАВ с небольшой гидрофобной группой 	
		80 °C			
				Высокая	

Рисунок 5 – ПАВ, используемые в физико-химических МУН при различной минерализации воды и пластовой температуре

Глинистость коллектора – повышенное содержание глины в нефтеносных пластах (более 10 %) противопоказано для всех методов увеличения нефтеотдачи пластов. При высоком содержании глины в пластах эффективность АСП-заводнения снижается вследствие большой адсорбции химических продуктов. Адсорбция химических реагентов пропорциональна удельной поверхности пористой среды.

Неоднородность пласта не является определяющим фактором при выборе метода, но оказывает сильное воздействие на плотность сетки скважин. Необходимо отметить, что эффективность применения АСП-технологии с плотной сеткой скважин больше, чем с редкой, из-за влияния неоднородности пластов и химической, термической и механической деструкции реагентов в пласте.

Пластовая температура – использование полимеров устанавливает верхний предел по температуре. При температуре пласта больше критической, например, для ПАА составляет 90–100 °C, снижается вязкость раствора из-за разрушения полимера.

Пористость и проницаемость коллектора. Высокая проницаемость коллектора является благоприятным фактором для АСП, но отрицательным для полимеров. Нагнетание полимерного раствора в низкопроницаемые коллекторы (проницаемость менее 40 мД) может оказаться технически неосуществимым.

Плотность нефти в эффективных проектах превышает 850 кг/м³ и в среднем равна 890 кг/м³.

Также был сделан вывод о том, что **обводнённость продукции** не влияет на эффективность применения технологии АСП.

Обобщение критериев применимости технологии АСП согласно анализу наиболее эффективных проектов в Китае, США, Канаде, России и различным исследованиям представлено в таблице 4.

Таблица 4 – Критерии применимости технологии АСП.

Критерий	Допустимый диапазон	Значения на выбранном участке (объект БС ₁₋₂)
Порода-коллектор	песчаник	песчаник, поровый
Пластовая температура, °С	< 70	58
Вязкость пластовой нефти, мПа · с	< 150	6
Проницаемость, мД	> 70	283
Активный водонапорный режим	нет	нет
Подожвенная вода (нет, локально)	≤ локально	нет
Газовая шапка (нет, локально)	≤ локально	нет
Глинистость (нет, низкая, высокая)	≤ низкая	низкая
Жёсткость воды, частей на млн	< 200	132
Минерализация воды, частей на млн	< 35000	24865
Текущая нефтенасыщенность, доли ед.	0,35	0,62

При выборе технологии для увеличения нефтеотдачи необходимо использовать различные критерии. Они играют важную роль для правильного выбора технологии и максимальной эффективности.

Параметры объекта, рассматриваемого для тестирования технологии, соответствуют критериям применимости АСП-заводнения.

Выбор скважин-кандидатов

Технология АСП-заводнения является дорогой и рискованной, поэтому сначала необходимо провести её на пилотном участке. Выбор такого участка чаще всего строится на возможности быстрого отклика выбранных скважин.

Сначала необходимо выбрать такой участок, на котором можно отделить и изолировать добычу нефти от закачки реагентов. Затем подобрать оптимальный интервал для максимизации эффекта. Для вертикальных скважин данное расстояние составляет 100–150 м, для горизонтальных 100 м. С помощью трассерных исследований установить, есть ли гидродинамическая связь между добывающей и нагнетательной скважинами.

В результате анализа карт текущего состояния разработки, карт изобар и текущих нефтенасыщенных толщин лучшим кандидатом для тестирования технологии оказался участок из одной нагнетательной скважины № 2103 и трёх добывающих скважин № 2179, 2094 и 2093. Данный участок изображён на рисунках 6–8.

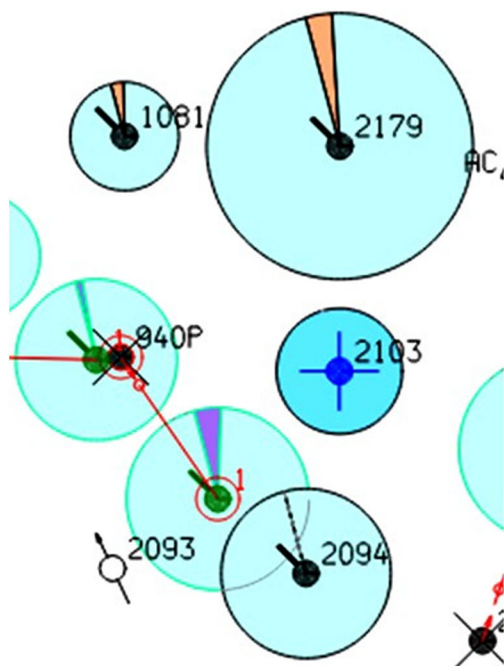


Рисунок 6 – Выбранный участок на карте текущего состояния разработки

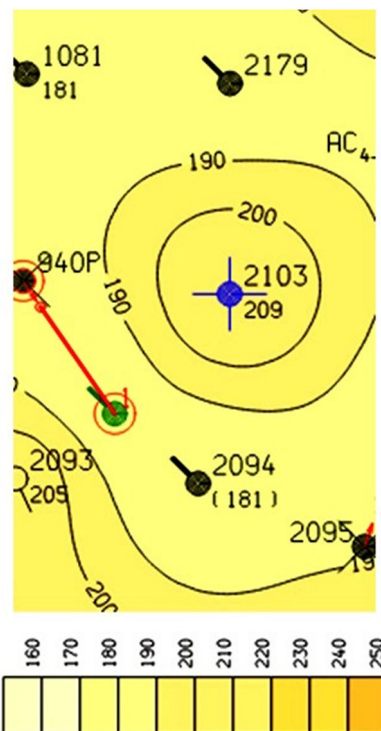


Рисунок 7 – Выбранный участок на карте изобар (на шкале указаны давления в атм.)

В программе tNavigator создана гидродинамическая модель данного участка, показывающая линии тока от нагнетательной скважины № 2103 (рис. 9).

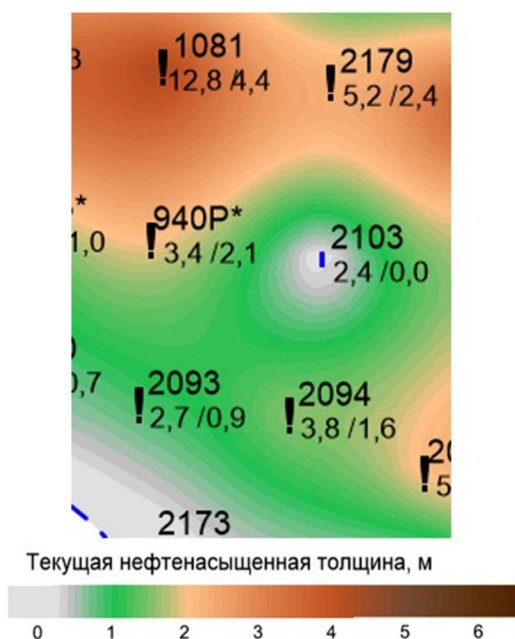


Рисунок 8 – Выбранный участок на карте текущих нефтенасыщенных толщин

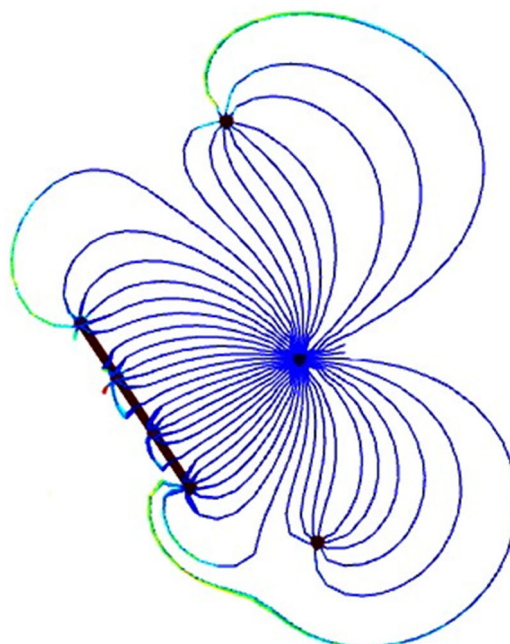


Рисунок 9 – Линии тока от выбранной нагнетательной скважины (из гидродинамической модели)

Подбор реагентов

Следующим этапом после выбора пилотного участка является подбор реагентов. Выбор реагентов для АСП-заводнения – это сложная процедура, которую следует проводить в лаборатории. Должны быть взяты во внимание многие факторы, а именно: свойства нефти и породы, минерализация воды, температура, давление, проницаемость и пористость коллектора.

Для выбранного объекта характерны относительно высокие пластовые температуры, поэтому необходимы дополнительные исследования на стойкость реагентов. Такие исследования проводят в специальных печах, куда помещают образцы растворов на несколько месяцев, а затем анализируют их свойства.

Из-за того, что производство подходящих ПАВ в России не налажено, ситуация сильно осложняется. На Западном Салыме были применены ПАВ компании «Shell», но они достаточно дороги. Российская компания «СИБУР» планирует разработать собственный ПАВ для химического заводнения. Компания изучает зарубежный и отечественный опыт для своих собственных разработок. Кроме того, «Газпром нефть» совместно с партнёрами также реализует программу по созданию отечественных ПАВ. Итогом этой работы уже стало 11 новых поверхностно-активных веществ, которые могут заменить иностранные аналоги. Их физико-химические свойства были опробованы, и 2 из них были признаны перспективными для АСП-заводнения. Дальнейшие исследования будут проводиться на керне.

В рамках данной работы подробные лабораторные исследования были невозможны, поэтому для оценки эффективности АСП-заводнения на данном участке выбраны реагенты, которые дали позитивные результаты при реализации технологии на другом объекте, схожем по характеристике с выбранным. В качестве ПАВ использовали внутренние олефиновые сульфонаты, в качестве полимера – гидролизованный полиакриламид, также была добавлена сода и изобутиловый спирт.

Также выбран оптимальный вариант оторочки: 0,5 % ПАВ, 2 % соды и 0,15 % полимера.

Расчёт технического процесса

Перед непосредственным определением технологической эффективности раствора вычислим основные параметры закачки.

Сначала определим линейную скорость фильтрации:

$$v = \frac{Q}{b \cdot h} = \frac{400}{400 \cdot 2} = 0,125 \text{ м/сут.} \quad (1)$$

Далее определим скорость продвижения фронта АСП с учётом сорбции на породе:

$$v_c = \frac{v}{m \cdot (1 + \alpha)} = \frac{0,125}{0,26 \cdot (1 + 0,2)} = 0,4 \text{ м/сут.} \quad (2)$$

Найдём время подхода фронта АСП к линии отбора:

$$t^* = \frac{m \cdot (1 + \alpha) \cdot \pi \cdot h}{Q} \cdot r_k^2 = \frac{0,26 \cdot (1 + 0,2) \cdot 3,14 \cdot 2}{400} \cdot 200^2 = 197 \text{ дней} = 0,54 \text{ года.} \quad (3)$$

Вычислим время создания оторочки:

$$t_* = \frac{V_{nop}}{Q} \cdot (\alpha - \tilde{\alpha}) = \frac{0,26 \cdot 2 \cdot 400}{400} \cdot (0,3 - 0,1) = 312 \text{ сут.} \quad (4)$$

Объём оторочки при этом составит:

$$V_{om} = \frac{Q \cdot t_*}{1 + \alpha} = \frac{\alpha - \tilde{\alpha}}{1 + \alpha} \cdot V_{nop} \approx 0,3 \cdot V_{nop}. \quad (5)$$

Зная объём оторочки, вычислены общие расходы каждого компонента. Полученные результаты расчёта сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчёт технологического процесса

Скорость фронта, м/сут.	Время создания оторочки, сут.	Объём оторочки, м ³	Общий расход ПАВ, тонн	Общий расход щёлочи, тонн	Общий расход полимера, тонн
0,4	312	142857	714	2857	214

Вычислив основные технологические показатели, можно найти примерный прогноз технологического эффекта.

Прогноз технологического эффекта расчётным методом

Технологический расчёт эффективности АСП-заводнения приблизительно определим по оценке снижения остаточной нефтенасыщенности и увеличения коэффициента вытеснения. В таблице 6 приведены исходные данные для прогноза технологического эффекта.

Таблица 6 – Исходные данные для прогноза технологического эффекта

Коэффициент остаточного сопротивления R, доли ед.	4,9
Вязкость воды в пластовых условиях $\mu_{вод}$, мПа · с	0,52
Вязкость нефти в пластовых условиях $\mu_{неф}$, мПа · с	5,38
Плотность нефти в пластовых условиях $\rho_n^{пл}$, кг/м ³	846
Плотность нефти в поверхностных условиях $\rho_n^{пов}$, кг/м ³	893
Плотность пластовой воды в поверхностных условиях $\rho_v^{пов}$, кг/м ³	1012
Газовый фактор однократного дифференциального разгазирования Г, тонн/м ³	55
Плотность растворённого в нефти газа, приведённого к стандартным условиям, $\rho_2^{c.y.}$, кг/м ³	0,721
Начальная нефтенасыщенность σ_0 , доли ед.	0,66

Определим объёмный коэффициент b :

$$b = \frac{\rho_n^{нов} \cdot (1 + \Gamma \cdot \rho_z^{c.y.} \cdot 10^{-3})}{\rho_n^{пл}} = \frac{893 \cdot (1 + 55 \cdot 0,721 \cdot 10^{-3})}{846} = 1,097. \quad (6)$$

Определим коэффициенты вытеснения:

$$S_{ow} = \frac{(0,2856 \cdot \sigma_0 \cdot m + 0,032)}{m} = \frac{(0,2856 \cdot 0,66 \cdot 0,26 + 0,032)}{0,26} = 0,312; \quad (7)$$

$$K_{выт} = \frac{\sigma_0 - S_{ow}}{\sigma_0} = \frac{0,66 - 0,312}{0,66} = 0,528. \quad (8)$$

Соотношение подвижностей закачиваемой воды и нефти в пластовых условиях:

$$\mu = \frac{\mu_{нефти}}{\mu_{воды}} \cdot K_{выт}^{1,5} = \frac{5,38}{0,52} \cdot 0,528^{1,5} = 3,969. \quad (9)$$

Вес воды, замещающий 1 тонну поверхностной нефти в пластовых условиях:

$$\rho = \frac{\rho_в^{нов}}{\rho_n^{нов}} \cdot b = \frac{1012}{893} \cdot 1,097 = 1,244. \quad (10)$$

Коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющей воды с учётом предыдущего коэффициента ($R_0 = 1$):

$$\mu_0 = \frac{1 + \mu}{1 + R_0} \cdot \rho = \frac{1 + 3,969}{1 + 1} \cdot 1,244 = 3,090. \quad (11)$$

Определение расчётной доли вытесняющего агента ($A_2 = 0,944$ – текущая обводнённость продукции):

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2} = \frac{0,944}{(1 - 0,944) \cdot 3,090 + 0,944} = 0,929. \quad (12)$$

Поскольку фильтрационное сопротивление в области нагнетательной скважины увеличивается в R раз, коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и вытесняющего агента, становится:

$$\mu'_0 = \frac{1 + \mu}{1 + R} \cdot \rho = \frac{1 + 3,969}{1 + 4,9} \cdot 1,244 = 1,047. \quad (13)$$

Значит, происходит переход от $\mu_0 = 3,090$ до $\mu'_0 = 1,047$.

Также произойдёт изменение безразмерной обводнённости:

$$A_1 = \frac{A \cdot \mu_0}{(1 - A) \cdot \rho + A \cdot \mu_0} = \frac{0,929 \cdot 3,090}{(1 - 0,929) \cdot 1,244 + 0,929 \cdot 3,090} = 0,970; \quad (14)$$

$$A'_1 = \frac{A \cdot \mu'_0}{(1 - A) \cdot \rho + A \cdot \mu'_0} = \frac{0,929 \cdot 1,047}{(1 - 0,929) \cdot 1,244 + 0,929 \cdot 1,047} = 0,917. \quad (15)$$

Таким образом, при неизменных параметрах глубинных насосов дебит добывающей скважины увеличится в X раз:

$$X = \frac{1 - A'_1}{1 - A_1} = \frac{1 - 0,917}{1 - 0,970} = 2,789. \quad (16)$$

До проведения операции средний дебит по нефти по трём реагирующим скважинам № 2179, 2094 и 2093 составлял $q = 4$ тонн/сут., после закачки композиции дебит предположительно составит:

$$q' = q \cdot X = 4 \cdot 2,789 = 11,155 \text{ тонн/сут.} \quad (17)$$

Однако необходимо учесть, что с течением времени действие реагента уменьшится, в связи с чем будет обратно нарастать обводнённость и уменьшаться дебит по нефти.

Закономерность изменения во времени данного коэффициента выражается следующей формулой:

$$R(t) = R \cdot \exp\left(-\frac{1,632}{t_{\max}} \cdot t\right). \quad (18)$$

где t_{\max} – длительность эффекта, мес.; t – текущее время, мес.

Теперь можно рассчитать изменение коэффициента R по месяцам в течение года, и, находя для каждого значения R соответствующее значение q' , можно спрогнозировать приращение суточного дебита dq и суммарный технологический эффект за месяц $Q_{\text{сум}}$. Полученный расчёт показан в таблице 7 и на рисунке 10.

Таблица 7 – Прогноз технологического эффекта

Месяц t	R , доли ед.	μ_0	A'_1	X , раз	q' , тонн/сут.	dq , тонн/сут.	$Q_{\text{сум}}$, тонн
0	4,900	1,047	0,917	2,789	11,2	7,2	209,6
1	4,277	1,171	0,925	2,516	10,1	6,1	177,7
2	3,733	1,306	0,933	2,274	9,1	5,1	149,3
3	3,258	1,451	0,939	2,060	8,2	4,2	124,3
4	2,844	1,607	0,944	1,871	7,5	3,5	102,1
5	2,482	1,774	0,949	1,704	6,8	2,8	82,5
6	2,167	1,951	0,954	1,556	6,2	2,2	65,2
7	1,891	2,137	0,958	1,427	5,7	1,7	50,0
8	1,651	2,331	0,961	1,313	5,3	1,3	36,6
9	1,441	2,532	0,964	1,212	4,8	0,8	24,9
10	1,258	2,737	0,967	1,125	4,5	0,5	14,6
11	1,098	2,946	0,969	1,047	4,2	0,2	5,5
12	1,001	3,088	0,970	1,000	4,0	0,0	0,1
Итого						1042,4	

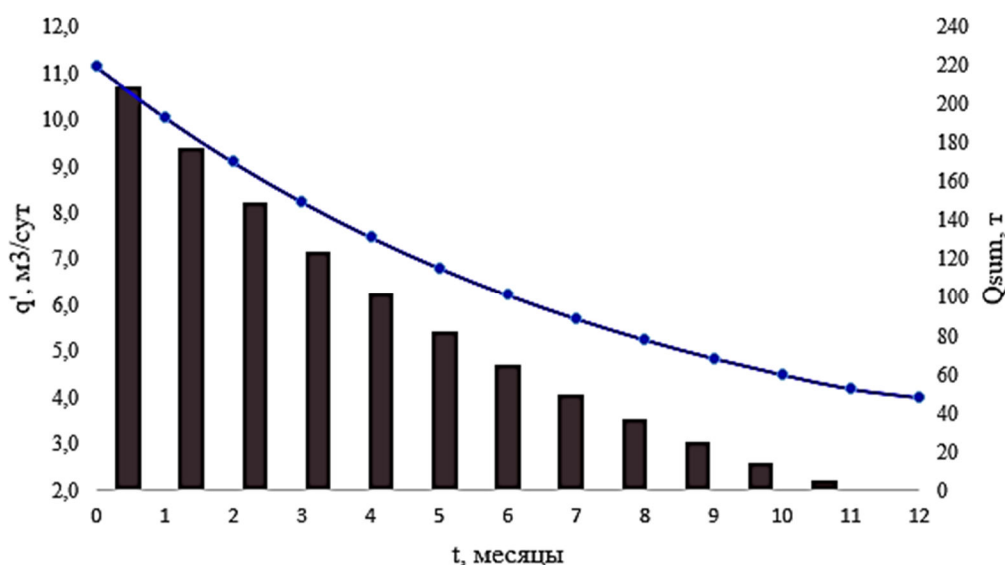


Рисунок 10 – Средний дебит и суммарный прирост дебита по месяцам

Полученный технологический эффект $\sum Q_{\text{сум}} = 1042,4$ тонн/сут. является усреднённым по трём реагирующим скважинам, так как в расчётах нами использован усреднённый между ними дебит q .

Чтобы получить суммарный технологический эффект, необходимо умножить средний эффект по одной скважине на количество скважин:

$$Q_{\text{эф}} = 1024,4 \cdot 3 = 3127,3 \text{ тонн/скважино-операцию.} \quad (19)$$

Прогноз технологического эффекта по характеристикам вытеснения

Для определения эффекта от закачки активного раствора используем интегральные характеристики, описывающие процесс вытеснения нефти из выделенного объёма пласта.

Воспользуемся данными по годовой динамике дебитов скважин. Обозначим суммарный дебит по нефти реагирующих скважин № 2179, 2094 и 2093 за q_n , а суммарный дебит по жидкости за $q_{ж}$. Суммарные дебиты по нефти и жидкости за год обозначим как Q_n и $Q_{ж}$. Накопленные с 2011 года дебиты обозначим как $Q_n^{\text{накоп}}$ по нефти и $Q_{ж}^{\text{накоп}}$ по жидкости (табл. 8).

Таблица 8 – Добыча нефти и жидкости на рассматриваемом участке

Год	Год	q_n , тонн/сут.	$q_{ж}$, тонн/сут.	Q_n , тыс. тонн/год	$Q_{ж}$, тыс. тонн/год	$Q_n^{\text{накоп}}$, тыс. тонн	$Q_{ж}^{\text{накоп}}$, тыс. тонн
2011	1	10,10	72,68	3,69	26,53	3,69	26,53
2012	2	15,18	80,89	5,54	29,52	9,23	56,05
2013	3	13,92	78,88	5,08	28,79	14,31	84,84
2014	4	10,58	73,39	3,86	26,79	18,17	111,63
2015	5	8,30	63,25	3,03	23,09	21,20	134,72
2016	6	5,86	51,59	2,14	18,83	23,34	153,55
2017	7	5,30	48,23	1,93	17,60	25,27	171,15
2018	8	4,50	46,63	1,64	17,02	26,92	188,17
2019	9	4,20	47,65	1,53	17,39	28,45	205,56
2020	10	4,00	48,63	1,46	17,75	29,91	223,31

Далее аппроксимируем годовые дебиты по жидкости функцией, чтобы спрогнозировать их на 3 года вперёд (рис. 11). После этого переходим к построению характеристик вытеснения по методам Камбарова, Пирвердяна и Сазонова за период 2011–2020 гг. С помощью линии тренда получаем функциональные зависимости между объёмом накопленной добычи нефти и величин

$$\frac{1}{Q_{ж}^{\text{накоп}}} \cdot 10^3; \frac{1}{\sqrt{Q_{ж}^{\text{накоп}}}} \cdot 10^2; \ln(Q_{ж}^{\text{накоп}}) \text{ и,}$$

зная эти зависимости, строим прогноз по накопленной добыче нефти на 2021–2023 гг. Результаты расчётов представлены на рисунках 12–14 и в таблице 9.

Примем характеристику вытеснения Пирвердяна как наиболее хорошо аппроксимирующую дебиты на рассматриваемом участке. Отметим, что данный прогноз сделан без учёта применяемого МУН, поэтому, чтобы учесть его влияние, воспользуемся полученным прогнозным значением по дополнительной добыче в год, полученным ранее. Примем сокращение эффекта от повторных обработок равным 10 %.

Прогноз накопленной добычи с учётом ГТМ представлен в таблице 10, прогноз технологической эффективности по методу характеристик вытеснения приведён на рисунке 15.

Применение технологии АСП-заводнения даст существенный прирост добычи нефти и уменьшит обводнённость продукции, что даст объекту разработки вторую жизнь.

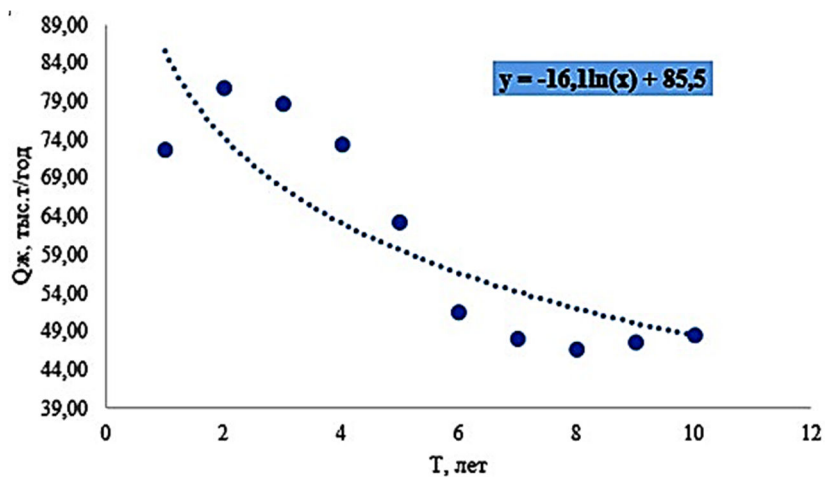


Рисунок 11 – Аппроксимация годовых дебитов по жидкости

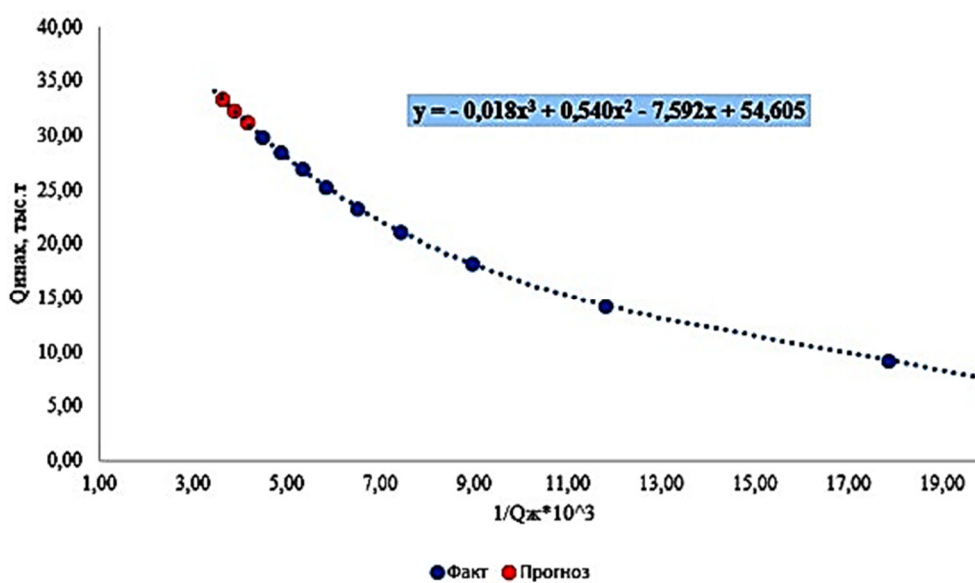


Рисунок 12 – Характеристика вытеснения по методу Камбарова

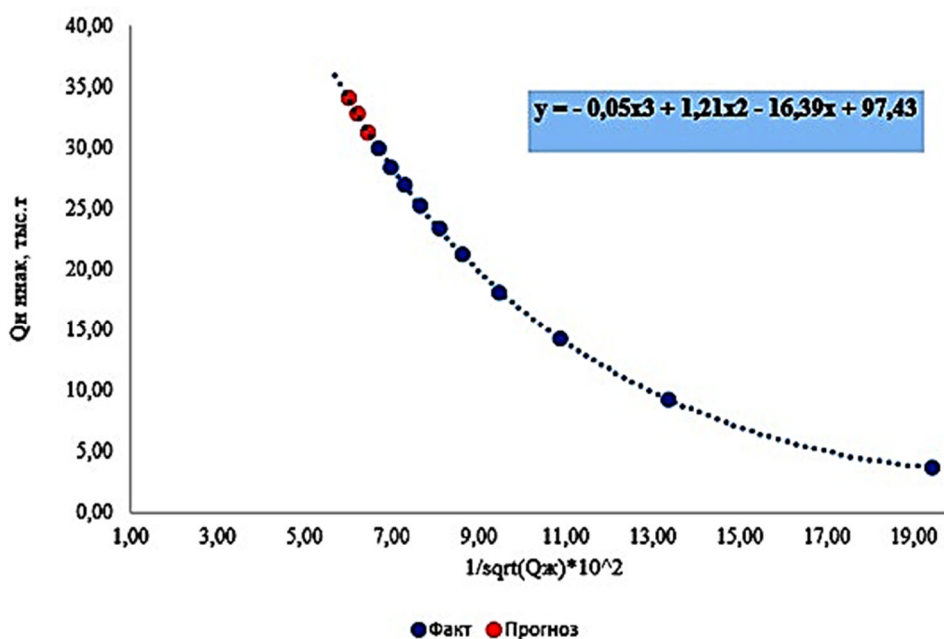


Рисунок 13 – Характеристика вытеснения по методу Пирвердяна

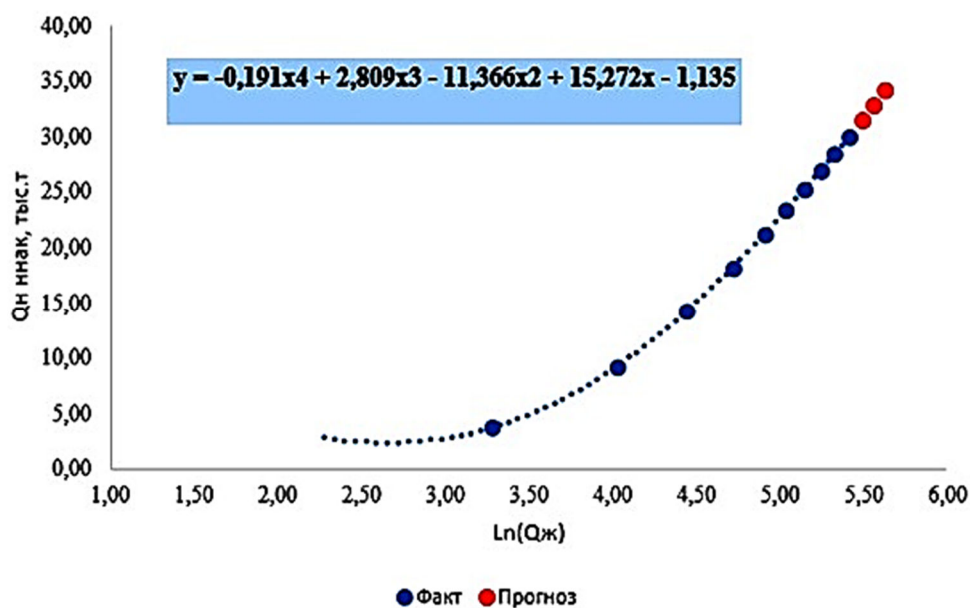


Рисунок 14 – Характеристика вытеснения по методу Сазанова

Таблица 9 – Прогноз накопленной добычи по характеристикам вытеснения

Год	Год	$Q_n^{накоп}$, тыс. тонн	$Q_{ж}^{накоп}$, тыс. тонн	$\frac{10^3}{Q_{ж}^{накоп}}$	$Q_n^{накоп}$, тыс. тонн	$\frac{10^2}{\sqrt{Q_{ж}^{накоп}}}$	$Q_n^{накоп}$, тыс. тонн	$\ln(Q_{ж}^{накоп})$	$Q_n^{накоп}$, тыс. тонн
2011	1	3,69	26,53	37,70		19,42		3,28	
2012	2	9,23	56,05	17,84		13,36		4,03	
2013	3	14,31	84,84	11,79		10,86		4,44	
2014	4	18,17	111,63	8,96		9,46		4,72	
2015	5	21,20	134,72	7,42		8,62		4,90	
2016	6	23,34	153,55	6,51		8,07		5,03	
2017	7	25,27	171,15	5,84		7,64		5,14	
2018	8	26,92	188,17	5,31		7,29		5,24	
2019	9	28,45	205,56	4,86		6,97		5,33	
2020	10	29,91	223,31	4,48		6,69		5,41	
Прогноз									
2021	11		241,61	4,14	31,16	6,43	31,26	5,49	31,50
2022	12		259,29	3,86	32,32	6,21	32,76	5,56	32,90
2023	13		276,40	3,62	33,35	6,01	34,09	5,62	34,20

Таблица 10 – Прогноз накопленной добычи с учётом ГТМ

Год	Q_n , тыс. тонн/год	$Q_n^{накоп}$, тыс. тонн	Qж, тыс. тонн/год	Q_n с МУН, тыс. тонн/год	$Q_n^{накоп}$ с МУН, тыс. тонн	B, %
2018	1,64	26,92	17,02	1,64	26,92	92,2
2019	1,53	28,45	17,39	1,53	28,45	93,9
2020	1,46	29,91	17,75	1,46	29,91	94,4
2021	1,25	31,26	18,30	4,48	34,39	80,3
2022	1,16	32,76	17,68	4,72	35,88	78,9
2023	1,03	34,09	17,12	4,89	37,21	77,8

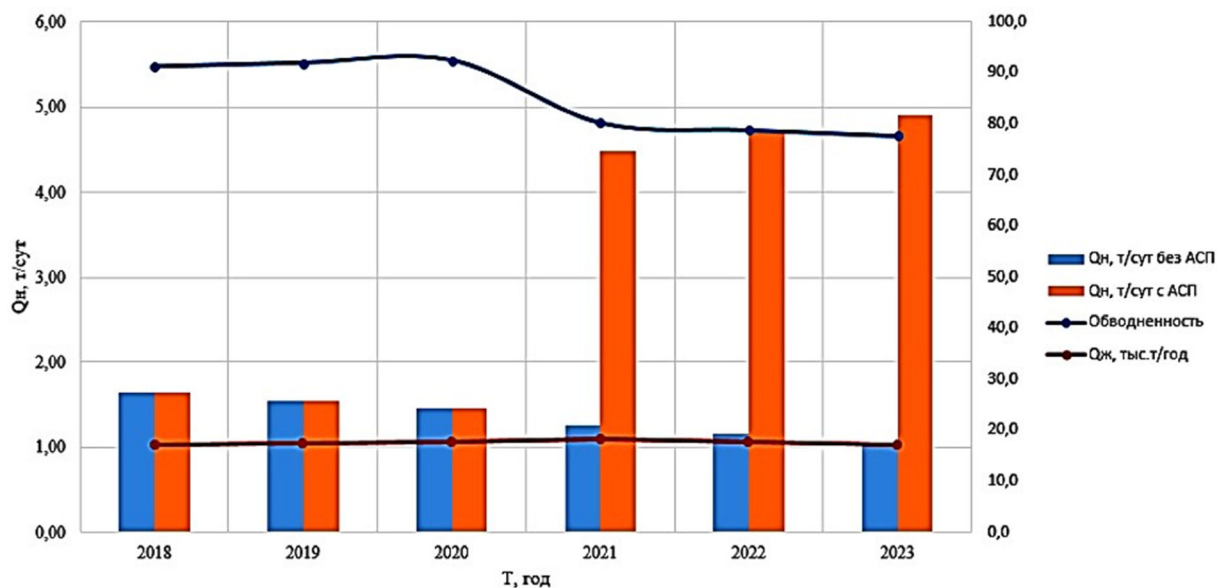


Рисунок 15 – Прогноз технологической эффективности по методу характеристик вытеснения

Технология и организация закачки полимера

В зависимости от вида полимера выбирается определённая схема установки. В нашем случае полимер является порошком и его надо сначала растворить в воде. Схема установки для приготовления полимерного раствора представлена на рисунке 16.

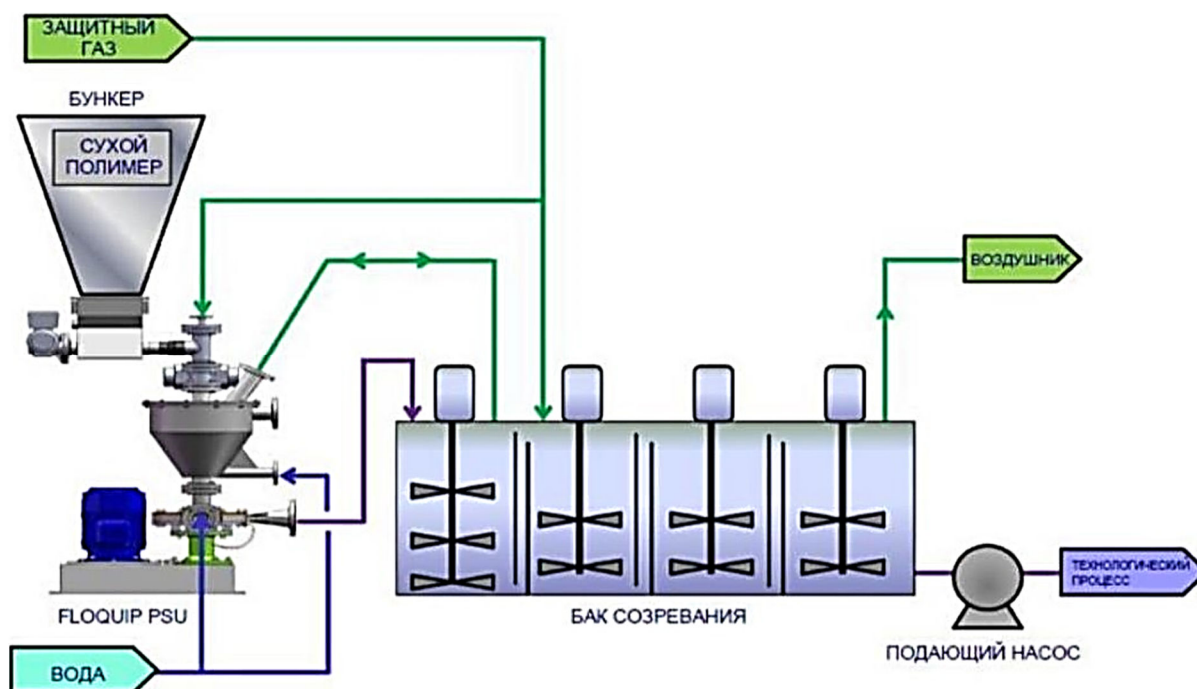


Рисунок 16 – Схема установки для растворения порошка полимера

В установке есть несколько частей:

1. Отсек хранения полимера: полимер хранится в больших мешках по 750 кг в сухом и отапливаемом месте.
2. Отсек приготовления полимерного раствора. Данный отсек можно разделить на несколько модулей:
 - А. Модуль разгрузки полимера.
 - Б. Модуль измельчения полимера и поточного дозирования.

3. Бак созревания. Когда полимер полностью растворяется в воде, он попадает в бак созревания, где перемещается по 4 соединённым секциям.

4. Отсек закачки полимерного раствора в скважину. Полимеры могут подвергаться механической деструкции, для её предотвращения данный отсек содержит насосы высокого давления.

5. Отсек генерации азота. В состав данного отсека входит система подачи воздуха (воздушный компрессор или воздушник). Генерация азота происходит путём прокачки воздуха через углеродное молекулярное сито, на котором абсорбируется кислород. Азот позволяет минимизировать риски наступления химической деструкции полимера.

6. Помещение МСС (центр управления электроприводами), аппаратная. Центр позволяет обеспечивать электричеством всю установку.

7. Лаборатория и диспетчерская. Здесь проводятся различные исследования растворов, чаще всего на вязкость.

Таким образом, приготовление раствора происходит следующим образом. Полимер в виде порошка находится в бункере. При помощи дозирующего винта полимер подаётся в установку измельчения, которая заполнена азотом. На данном этапе происходит разрезание частиц полимера, их постепенное смачивание и смешивание. При просеивании порошка образуется пыль, которую удаляют с помощью воздушника, который установлен за пределами основного помещения. Далее раствор подаётся в бак дозревания, где осуществляется гидратация и растворение в воде. Полученный маточный раствор разбавляют до целевой концентрации. Через фильтры раствор подаётся в блок нагнетания на приём трёхвинтового насоса. С помощью данного насоса раствор подаётся на приём насоса кустовой насосной станции (КНС).

Схема приготовления гелеобразующего раствора непосредственно на скважине и закачки его в водонагнетательную скважину показана на рисунке 17. Схема включает в себя три автоцистерны 4, 8 и 9 соответственно для соляной кислоты, жидкого стекла и раствора полимера, насосный агрегат 2, водовод пресной воды 5, эжекторы 6 и 7 и промежуточную ёмкость 3.

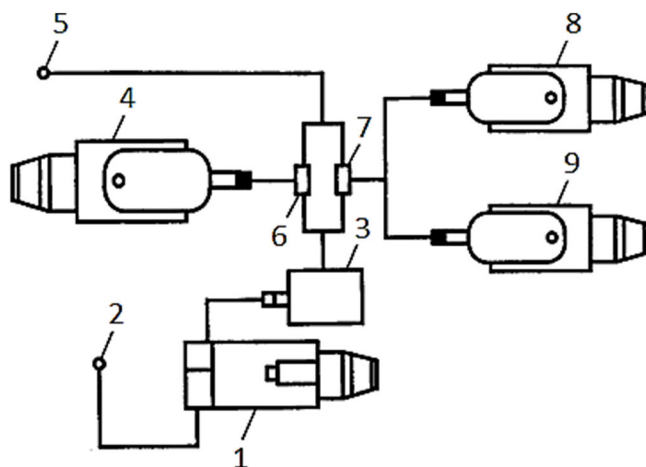


Рисунок 17 – Принципиальная схема обустройства опытного участка для закачки гелеобразующего состава в скважину

Технология и организация закачки ПАВ

Техника, технология и организация закачки поверхностно-активных веществ достаточно просты. Можно выделить следующие технологические этапы и процессы, связанные с внедрением ПАВ:

- 1) магистральный транспорт реагента или его составляющих;
- 2) централизованное хранение;
- 3) доставка к дозировочным установкам или к скважинам;
- 4) подготовка скважин, водоводов и другого оборудования к закачке растворов

ПАВ;

- 5) исследования скважин и пластов;
- 6) смешение и подогрев реагентов на дозировочной установке, на скважине либо на других промышленных объектах;

- 7) дозировка и подача ПАВ в нагнетаемую воду;
- 8) закачка раствора ПАВ в нефтяной пласт;
- 9) контроль за процессом закачки и управление им.

На рисунке 18 представлена технологическая схема подготовки закачки слабоконцентрированного раствора ПАВ.

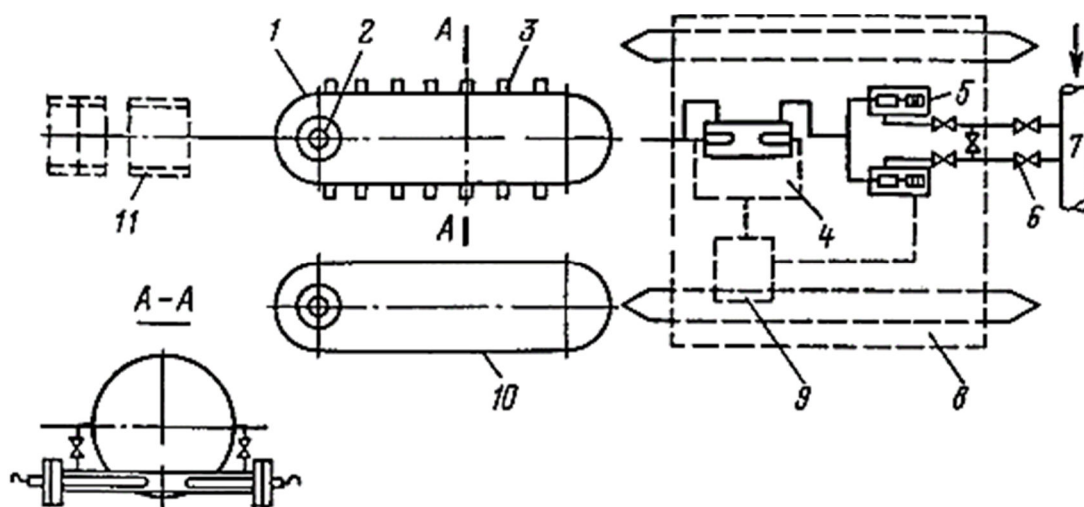


Рисунок 18 – Технологическая схема подготовки закачки слабоконцентрированного раствора ПАВ:

- 1 – рабочая ёмкость для ПАВ; 2 – загрузочный люк; 3 – электронагреватели;
- 4 – электронагреватели в блочной дозирующей установке;
- 5 – дозировочные насосы; 6 – запорно-регулирующая арматура;
- 7 – напорный коллектор от КНС (БКНС); 8 – основание блочной установки;
- 9 – станция управления; 10 – резервная ёмкость; 11 – эстакада для слива ПАВ

Основной элемент технологической схемы закачки раствора ПАВ – дозировочная установка (рис. 19), предназначенная для разогрева, слива и приготовления водных растворов высоковязких ПАВ, поступающих на КНС, скважину или другой промышленный объект.

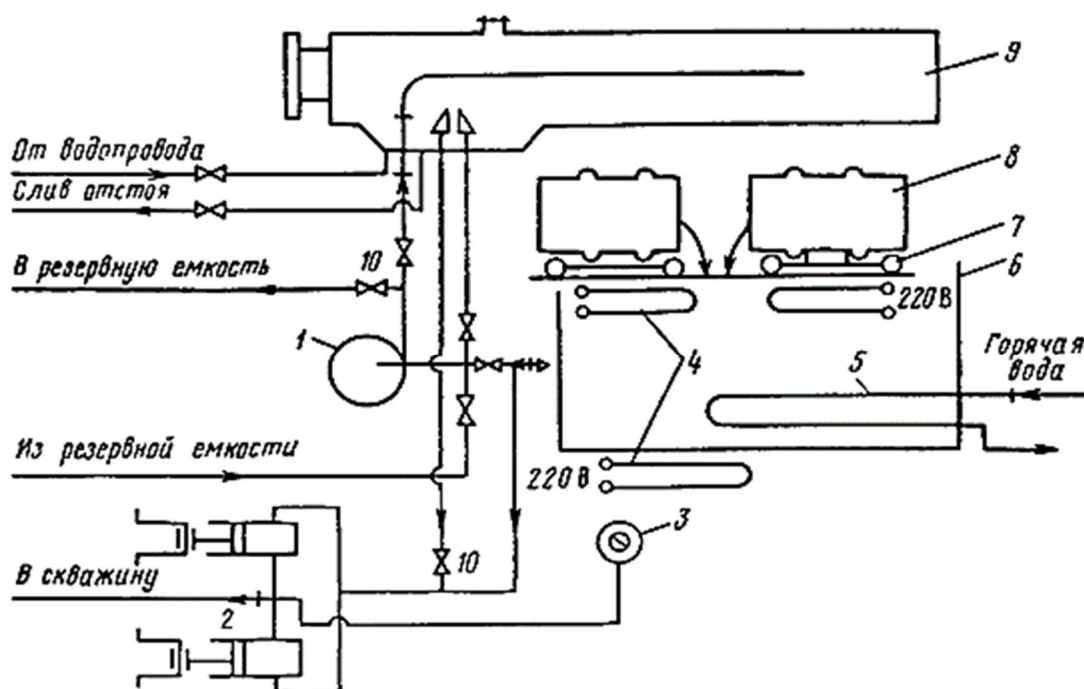


Рисунок 19 – Схема дозаторной установки БДУ-3:

- 1 – насос; 2 – дозаторный насос; 3 – манометр; 4 – электроагрегаторы;
- 5 – змеевик; 6 – бак; 7 – ролики; 8 – тележка; 9 – бак-смеситель; 10 – вентили

Схема закачки раствора ПАВ на устье нагнетательной скважины представлена на рисунке 20.

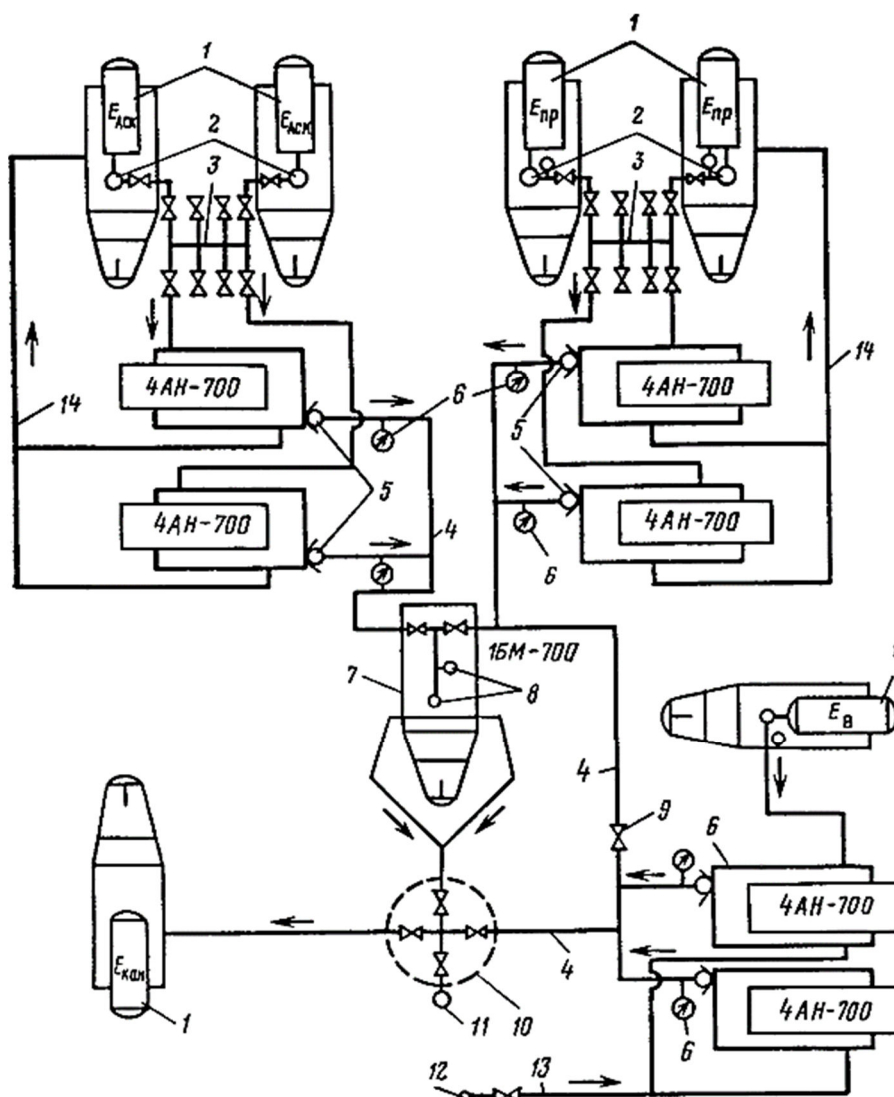


Рисунок 20 – Схема закачки концентрированного раствора ПАВ на устье нагнетательной скважины:

- 1 – автоцистерны; 2 – центробежные насосы; 3 – приёмораздаточные гребёнки;
 4 – линии высокого давления; 5 – обратные клапаны; 6 – манометры;
 7 – блок манифольдов ИМ-700; 8 – клапан; 9 – задвижка; 10 – обвязка устья;
 11 – скважина; 12 – водовод; 13 – линия от водовода;
 14 – линии для прокачки агрегатов «на себя»

Литература

1. Горпинченко А.Н. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
2. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений: теория, методы, практика / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. – М. : Недра, 2004. – 291 с.
3. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
4. Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении / В.Н. Манырин, И.А. Швецов. – Самара : Самарский Дом печати, 2002. – 391 с.
5. Мусабилов М.Х. Инновационные научные решения в области химических методов ОПЗ нефтяных пластов / М.Х. Мусабилов, А.Ю. Дмитриева. – Барнаул, 2019. – 385 с.

6. Пантелеев А.С. Исследование физико-химических процессов при заводнении продуктивных пластов и добыче нефти / А.С. Пантелеев, Н.Ф. Козлов, М.Ф. Персиянцев. – Оренбург : Книжное издательство, 2000. – 299 с.
7. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : учеб. пособие / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2014. – 126 с.
8. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений : в 2 частях : учеб. пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.
9. Токарев М.А. Статистические методы прогноза нефтеотдачи и оценки эффективности воздействия на пласт : учеб. пособие / М.А. Токарев, А.С. Чинаров. – Уфа : ООО «Монография», 2007. – 95 с.
10. Хисамутдинов Н.И. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии. – Т. 1: Геология и разработка нефтяной залежи в поздней стадии / Н.И. Хисамутдинов, Р.Х. Гильманова, И.В. Владимиров. – М. : ВНИИОЭНГ, 2004. – 251 с.
11. Авдеенко А.А. Оценка эффективности разработки ранее эксплуатируемых месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / А.А. Авдеенко // Записки Горного института. – 2007. – Т. 173. – С. 155–158.
12. Белова С.Д. ASP заводнение / С.Д. Белова // Ашировские чтения. – 2017. – Т. 1. – № 3(9). – С. 303–313.
13. Бэссей И.Э. Оптимизация размещения скважин при заводнении пласта для эффективной разработки месторождений / И.Э. Бэссей, О.В. Савенок, Л.К. Нвизуг-Би // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 53–57.
14. Велиев Э.Ф.О. Применение смягченной воды для улучшения эффективности мицеллярного заводнения / Э.Ф.О. Велиев // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 133–137.
15. Каушанский Д.А. Многофункциональная инновационная технология повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки «Темпоскринлюкс» / Д.А. Каушанский // Георесурсы. Геознергетика. Геополитика. – 2014. – Т. 1. – № 9. – URL : http://oilgasjournal.ru/vol_9/kaush-adv.pdf
16. Королёв М.И. ASP-заводнение – альтернатива традиционным физико-химическим методам повышения нефтеотдачи пластов / М.И. Королёв // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – № 1. – С. 118–121.
17. Мамышева М.Ю. Использование ASP-заводнения при эксплуатации высокообводнённых скважин / М.Ю. Мамышева // Молодой учёный. – 2018. – № 24(210). – С. 62–63.
18. Маркова О.М. Аналитический обзор критериев применимости и методов скрининга технологии ASP / О.М. Маркова // Исследования молодых учёных: материалы XV Международной научной конференции (декабрь 2020 года, г. Казань). – Казань : Молодой учёный, 2020. – С. 3–7.
19. Молчанов А.А. Внедрение новых технологий – надёжный путь извлечения остаточных запасов месторождений углеводородов / А.А. Молчанов, П.Г. Агеев // Записки Горного института. – 2017. – Т. 227. – С. 530–539.
20. Никитина А.В. Технология АСП как решение проблемы истощения традиционных запасов / А.В. Никитина // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 10. – С. 24–26.
21. Пономарёв А.И. Применение АСП заводнения, как третичного метода воздействия на пласт, с целью извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти / А.И. Пономарёв, Р.Р. Ахунов // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 101–102.
22. Рогачёв М.К. Обоснование технологии внутрипластовой водоизоляции в низкопроницаемых коллекторах / М.К. Рогачёв, А.О. Кондрашев // Записки Горного института. – 2016. – Т. 217. – С. 55–60.
23. Савенок О.В. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 3(6). – С. 97–120.
24. Савенок О.В. Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов газонефтяного месторождения Северное / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 161–174.
25. Савенок О.В. Эффективность химических методов стимуляции пласта и нестационарного циклического заводнения на Вынгапуровском месторождении / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, Н.Р. Гаскаров // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 146–151.
26. Сайченко Л.А. Применение технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием химических реагентов при разработке нефтяных месторождений России / Л.А. Сайченко, Н.А. Балаценко // Вестник современных исследований. – 2018. – № 11.5(26). – С. 346–349.

27. Хисамутдинов Н.И. Обоснование выбора объекта под полимерное воздействие на примере пластов AB_1^3 и AB_{2-3} Самотлорского месторождения / Н.И. Хисамутдинов, М.Н. Шаймарданов, В.В. Литвин, С.И. Хазов // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 11. – С. 54–59.

References

1. Gorpichenko A.N. Geological foundations for the development of oil and gas fields : textbook / A.N. Gorpichenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.
2. Increased oil recovery at a late stage of field development: theory, methods, practice / R.R. Ibatullin, N.G. Ibraimov, Sh.F. Takhautdinov, R.S. Khisamov. – M. : Nedra, 2004. – 291 p.
3. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields : textbook / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Publishing house «Infra-Engineering», 2020. – 244 p.
4. Manyrin V.N. Physico-chemical methods of increasing oil recovery during flooding / V.N. Manyrin, I.A. Shvetsov. – Samara : Samara Printing House, 2002. – 391 p.
5. Musabirov M.Kh. Innovative scientific solutions in the field of chemical methods of BHT of oil reservoirs / M.Kh. Musabirov, A.Yu. Dmitriev. – Barnaul, 2019. – 385 p.
6. Panteleev A.S. Investigation of physical and chemical processes during flooding of productive layers and oil production / A.S. Panteleev, N.F. Kozlov, M.F. Persians. – Orenburg : Book publishing house, 2000. – 299 p.
7. Ruzin L.M. Methods for enhanced oil recovery (theory and practice) : textbook / L.M. Ruzin, O.A. Morozyuk. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2014. – 126 p.
8. Savenok O.V. Designing the development of oil fields : in 2 parts : textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021–2022.
9. Tokarev M.A. Statistical methods for forecasting oil recovery and assessing the effectiveness of the impact on the reservoir : tutorial / M.A. Tokarev, A.S. Chinarov. – Ufa : LLC «Monogra-fiya», 2007. – 95 p.
10. Khisamutdinov N.I. Development of oil reservoirs at a late stage. – Vol. 1: Geology and development of oil deposits at a late stage / N.I. Khisamutdinov, R.Kh. Gilmanova, I.V. Vladimirov. – M. : VNIOENG, 2004. – 251 p.
11. Avdeenko A.A. Evaluation of the efficiency of development of previously operated fields of OJSC «Surgutneftegas» / A.A. Avdeenko // Notes of the Mining Institute. – 2007. – Vol. 173. – P. 155–158.
12. Belova S.D. ASP flood / S.D. Belova // Ashirov Readings. – 2017. – Vol. 1. – № 3(9). – P. 303–313.
13. Bessey I.E. Optimization of well placement during reservoir flooding for efficient field development / I.E. Basseyy, O.V. Savenok, L.K. Nvizug-Bi // Oil. Gas. Innovations. – 2018. – № 7. – P. 53–57.
14. Veliyev E.F.O. The use of softened water to improve the efficiency of micellar flooding / E.F.O. Veliyev // Bulatov readings. – 2021. – Vol.1. – P. 133–137.
15. Kaushansky D.A. Multifunctional innovative technology for enhanced oil recovery at a late stage of development «TempoScreenlux» / D.A. Kaushansky // Georesources. Geoenergy. Geopolitics. – 2014. – Vol. 1. – № 9. – URL : http://oilgasjournal.ru/vol_9/kaush-adv.pdf
16. Korolev M.I. ASP-flooding – an alternative to traditional physical and chemical methods of enhanced oil recovery / M.I. Korolev // Problems of development of deposits of hydrocarbon and ore minerals. – 2015. – № 1. – P. 118–121.
17. Mamysheva M.Yu. The use of ASP-flooding in the operation of high water cut wells / M.Yu. Mamysheva // Young scientist. – 2018. – № 24(210). – P. 62–63.
18. Markova O.M. Analytical review of applicability criteria and screening methods for ASP technology / O.M. Markova // Research of young scientists: materials of the XV International Scientific Conference (December 2020, Kazan). – Kazan : Young scientist, 2020. – P. 3–7.
19. Molchanov A.A. The introduction of new technologies is a reliable way to extract residual reserves of hydrocarbon deposits / A.A. Molchanov, P.G. Ageev // Notes of the Mining Institute. – 2017. – Vol. 227. – P. 530–539.
20. Nikitina A.V. ASP technology as a solution to the problem of depletion of traditional reserves / A.V. Nikitina // Oil and gas vertical. – 2014. – № 10. – P. 24–26.
21. Ponomarev A.I. Application of ASP flooding, as a tertiary method of reservoir stimulation, in order to extract hard-to-recover oil reserves / A.I. Ponomarev, R.R. Akhunov // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 2-2. – P. 101–102.
22. Rogachev M.K. Justification of the technology of in-situ water isolation in low-permeability reservoirs / M.K. Rogachev, A.O. Kondrashev // Notes of the Mining Institute. – 2016. – Vol. 217. – P. 55–60.

23. Savenok O.V. Oil recovery of the reservoir and ways to increase it / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming. – 2018. – № 3(6). – P. 97–120.
24. Savenok O.V. Analysis of the current state of development and production of reserves of the Severnoe gas-oil field / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Science. Technique. Technologies (poly-technical bulletin). – 2021. – № 3. – P. 161–174.
25. Savenok O.V. Efficiency of chemical methods of reservoir stimulation and non-stationary cyclic flooding at the Vyangapurovskoye field / O.V. Savenok, L.V. Povarova, N.R. Gaskarov // Bulatov readings. – 2018. – Vol. 2-2. – P. 146–151.
26. Saichenko L.A. Application of enhanced oil recovery technology using chemical reagents in the development of oil fields in Russia / L.A. Saichenko, N.A. Balatsenko // Bulletin of Modern Research. – 2018. – № 11.5(26). – P. 346–349.
27. Khisamutdinov N.I. Substantiation of the choice of an object for polymer treatment on the example of layers AB_1^3 and AB_{2-3} of the Samotlor field / N.I. Khisamutdinov, M.N. Shaimardanov, V.V. Litvin, S.I. Khazov // Oilfield business. – 2012. – № 11. – P. 54–59.