

**Казанский Федеральный Университет**

**Кафедра высоковязких нефтей и природных битумов<sup>1</sup>**

**Kazan Federal University,**

**Department of high-viscosity oils and natural bitumen**

**Монография. Серия: Сбор и подготовка нефти и газа.**

**Роль механических примесей в образовании устойчивых водонефтяных  
эмульсий**

**Monograph. Series: Collection and preparation of oil and gas.**

**The role of mechanical impurities in the formation of stable oil-water emulsions**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich<sup>1</sup>**

**Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich<sup>2</sup>**

**Гомаа Абделькарим Ибрахим Эльсайд, Gomaа Abdelkarim Ibrahim El sayed<sup>3</sup>**

кандидат технических наук,

доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов<sup>1</sup>,

доктор технических наук, профессор,

заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов<sup>2</sup>

соискатель кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов<sup>3</sup>

Казань, Россия

УДК 553.9. Шифр научной специальности ВАК: 1.4.12. «Нефтехимия»

kemalov@mail.ru, alim.kemalov@mail.ru

**Аннотация:** В работе рассмотрена роль механических примесей в образовании устойчивых водоненфтяных эмульсий на Арланском нефтяном месторождении. Целью работы является повышение эффективности работы глубинного насосного подземного оборудования скважин на Арланском месторождении. В работе детально рассмотрен комплексный подход к мероприятиям по борьбе с осложняющими факторами влияющие на работу глубинного насосного подземного оборудования скважин.

**Annotation:** The paper considers the role of mechanical impurities in the formation of stable water-oil emulsions at the Arlansk oil field. The aim of the work is to increase the efficiency of the deep pumping underground equipment of wells at the Arlanskoye field. The paper considers in detail an integrated approach to measures to combat complicating factors

affecting the operation of deep pumping underground equipment of wells.

**Ключевые слова:** водонефтяные эмульсии, асфальто-смолопарафиновые отложения, электроцентробежный насос, устьевой блок подачи реагента, месторождение, пласт, Арланское нефтяное месторождение, асфальтосмолопарафиновые отложения, водонефтяные эмульсии, глубинное насосное оборудование, геолого-технические мероприятия, деэмульгатор, коэффициент извлечения нефти, капитальный ремонт скважин, методов интенсификации добычи нефти, насосная компрессорная труба, нефтяные эмульсии, опытные промысловые испытания, поверхностно-активные вещества, поддержание пластового давления, подземный ремонт скважин, погружной электродвигатель, специальное погружное кабельное устройство, терригенная толща нижнего карбона, устьевой блок подачи реагента, установка дозирования химреагента, штанговый глубинный насос, электроцентробежный насос.

**Keywords:** oil-water emulsions, asphalt–resin–paraffin deposits, electric centrifugal pump, wellhead reagent supply unit, deposit, formation, Arlansk oil field, asphalt–resin–paraffin deposits, non–oil–water emulsions, deep pumping equipment, geological and technical measures, demulsifier, oil recovery coefficient, capital well repair, methods of oil production intensification, pumping compressor pipe, oil emulsions, pilot field tests, surfactants – surfactants, reservoir pressure maintenance, underground well repair, submersible electric motor, special submersible cable device, terrigenous strata of lower carbon, wellhead reagent supply unit chemical dosing unit, rod depth pump, electric centrifugal pump.

**Список условных сокращений и обозначений**  
**(List of abbreviations and designations)**

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения  
ВНЭ – водонефтяные эмульсии  
ГНО – глубинное насосное оборудование  
ГТМ – геолого-технические мероприятия  
ДЭ – деэмульгатор  
КИН – коэффициент извлечения нефти  
КРС – капитальный ремонт скважин  
МИДН – методов интенсификации добычи нефти  
НКТ – насосная компрессорная труба  
НЭ – нефтяные эмульсии  
ОПИ – опытные промысловые испытания  
ПАВ – поверхностно-активные вещества  
ППД – поддержание пластового давления  
ПРС – подземный ремонт скважин  
ПЭД – погружной электродвигатель  
СКПУ – специальное погружное кабельное устройство  
ТТНК – терригенная толща нижнего карбона  
УБПР – устьевой блок подачи реагента  
УДХ – установка дозирования химреагента  
ШГН – штанговый глубинный насос  
ЭЦН – электроцентробежный насос

## **Список иллюстраций (List of illustrations)**

Рисунок - 1. Обзорная карта района Арланского нефтяного месторождения

Рисунок - 2. Геологический профиль Арланского месторождения

Рисунок - 3. Распределение отказов УШГН

Рисунок - 4. Распределение отказов ЭЦН

Рисунок - 5. Распределение отказов Штанг

Рисунок - 6. Структура осложненного фонда скважин УШГН

Рисунок - 7. Структура осложненного фонда скважин УЭЦН

Рисунок - 8. Схема закачки реагента

Рисунок - 9. Устьевой блок подачи реагента

## **Список таблиц (List of tables)**

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика ТТНК

Таблица 2 – Свойства пластовой нефти месторождения

Таблица 3 – Физико-химическая характеристика дегазированной нефти

Таблица 4 – Текущие коэффициенты использования запасов, утвержденные ЦКЗ РФ по объектам разработки

Таблица 5 – Распределение действующих скважин Арланской площади по дебитам нефти и обводненности продукции

Таблица 6 – Распределение действующих скважин Арланской площади по дебитам жидкости и обводненности

Таблица 7 – Компоновки скважинного оборудования

Таблица 8 – Распределение отказов УШГН

Таблица 9 – Распределение отказов УЭЦН

Таблица 10 – Распределение отказов штанг

Таблица 11 – Структура осложненного фонда скважин УШГН

Таблица 12 – Структура осложненного фонда скважин УЭЦН

Таблица 13 – Исходные данные по скважинам

Таблица 14 – Технологический эффект при увеличении ННО

## **Введение (Introduction)**

Глубинно насосная эксплуатация нефтяных скважин применяется в тех случаях, когда естественной энергии пласта недостаточно для фонтанирования скважины.

В силу своей простоты и сравнительной дешевизны глубинно насосный способ добычи нефти получил широкое распространение на нефтяных месторождениях и у нас и за рубежом.

Эксплуатация нефтяных скважин ШГН наиболее распространенный способ добычи нефти. Также широкое распространение получили установки электроцентробежных насосов. Этому способствовали необходимость увеличения отбора жидкости до 500-700 м<sup>3</sup>/сутки из скважин со средней глубиной подвески 1000-1300 метров привела к применению для этой цели центробежных насосов, по сравнению с насосами других типов, подачу и напор. Эти насосы не требуют промежуточных передач для уменьшения частоты вращения вала по сравнению с частотой вращения приводного двигателя, у них отсутствует периодически работающие всасывающие и нагнетательные клапаны, нет пар трения, детали которых движутся возвратно-поступательно.

Поэтому погружные центробежные насосы находят все большее применение при эксплуатации высокодебитных обводненных (до 99%) и наклонных скважин.

Надежность эксплуатации установок ШГН и ЭЦН в различных геолого-физических условиях скважины во многом будет определять показатели процессов добычи нефти.

Месторождения Башкортостана вступили в позднюю стадию разработки, характеризующуюся значительными объемами отбора и закачки воды. Интенсивная выработка запасов нефти неоднородных по коллекторским свойствам продуктивных горизонтов месторождений, разрабатываемых с применением системы заводнения, привели к опережающему отбору нефти из высокопродуктивных коллекторов и, как следствие, к ухудшению структуры и запасов нефти в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых.

Факторов влияющих на работу ШГН и ЭЦН много: начиная от конструкции скважины, до процессов, проходящих в самом пласте. Совокупность всех осложнений приводит к резкому снижению эффективности работы оборудования. Особенно актуальна эта задача для рассматриваемого в работе Арланского нефтяного месторождения.

Основной целью предлагаемой работы является выявление основных причин выхода из строя скважин, оборудованных ШГН и ЭЦН, подбор оборудования для эксплуатации ЭЦН, а также направления совершенствования эксплуатации ШГН и ЭЦН и предлагаемые мероприятия.

Для решения поставленных задач были использованы такие методы исследования как, теоретический анализ отечественной литературы, условия эксплуатации ШГН и ЭЦН.

## **1 Характеристика Арланского месторождения**

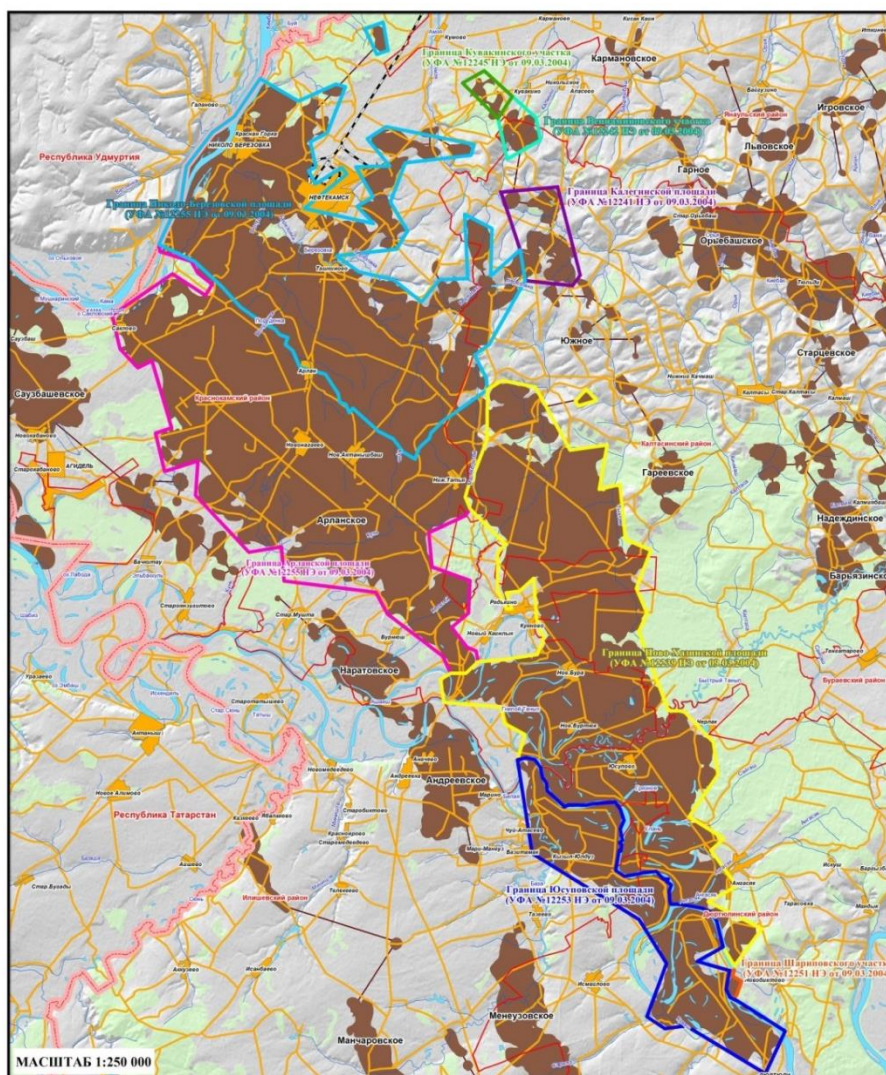
### **1.1 Географическое положение**

Арланское нефтяное месторождение расположено на северо-западе республики Башкортостан и частично – на юго-востоке Удмуртской республики. В административном отношении территория месторождения входит в состав Краснокамского, Калтасинского, Дюртюлинского и Илишевского районов Республики Башкортостан.

Район расположения месторождения за время, прошедшее со дня его открытия, сильно изменялся в плане обустройства. На базе нефтедобычи возник город Нефтекамск с населением более 120 тыс. человек. В г. Нефтекамске построены крупнейшие в стране предприятия: заводы автосамосвалов, сельхозмашин, по производству искусственной кожи и другие предприятия. На расстоянии 25 км от него расположен г. Агидель, население которого составляет более 15 тыс. человек. Значительная часть населения работает в отраслях, так или иначе относящихся к добыче нефти. Проложены сотни километров асфальтовых дорог, в том числе Нефтекамск-Уфа, Нефтекамск-Янаул; тысячи километров нефтегазопроводов, в том числе и магистральных. На обзорной карте (Рисунок - 1) представлены населенные пункты и основные коммуникации

территории месторождения: дороги, нефте- и газопроводы, системы нефтесборных парков (Ташкиново, Ашит, Шушнур, Кутерем, Керметово, Ангасяк) и нефтепроводов, подключенных к основной магистрали нефтепровода Арлан-Чекмагуш-Уфа. Через район также проходит магистральный нефтепровод Альметьевск-Пермь.

Ближайшей железной дорогой является линия Казань-Екатеринбург. Крупными железнодорожными станциями района являются Камбарка с веткой на города Нефтекамск и Янаул. Вблизи станции Камбарка имеется пристань на реке Кама. Северо-западная граница месторождения на всем протяжении примыкает к реке Кама в районе её среднего течения, а вдоль юго-восточной, южной и юго-западной границы протекает р. Белая.



**Условные обозначения:**

	Граница Республики Башкортостан		Арланская площадь
	Границы административных районов		Веняминовский участок
	Населенные пункты		Казетинская площадь
	Лес		Кувакинский участок
	Сводные контуры месторождений		Никола-Березовская площадь
	Рек		Ново-Хазинская площадь
	Автомобильные дороги		Шаринский участок
	Железные дороги		Юсуповская площадь

## Рисунок - 1. Обзорная карта района Арланского нефтяного месторождения

Климат северо-западной части Башкирии резко-континентальный. Средняя годовая температура воздуха около  $+2,4$  °С. Средняя июльская температура воздуха составляет от 19 до 20 °С, зимняя температура января от 15 до 16 °С. Абсолютная максимальная температура воздуха составляет  $+40$  °С, а минимальная –  $-50$  °С. Продолжительность безморозного периода 110 дней. Зима продолжительная (5 месяцев), холодная, с резкими ветрами и большим количеством осадков. Высота снежного покрова на равнинах, не защищенных лесом, достигает от 1,5 до 2 м. Направление ветра преимущественно юго-западное со средней скоростью 4,3 м/с. Максимальная скорость ветра достигает 12 м/с. Годовая сумма осадков составляет от 600 до 630 мм. Доля твердых осадков равна 30-38 % от годовых.

В геоморфологическом отношении территория расположена в Камско-Бельском понижении на правобережье нижнего течения р. Белой.

Современные формы рельефа исследуемого района представлены двумя генетическими типами: эрозионно-тектоническим и аккумулятивно-эрозионным, сформированными на пластовом основании, сложенном породами пермского возраста.

Большая часть территории (70 %) представляет собой поверхность аллювиальных толщ, структурно-усложненных комплексом пойменных и надпойменных террас.

В долинах рек Камы и Белой развиты четыре аккумулятивные террасы – пойменная, включающая низкую и высокую пойму и три надпойменных. Пойменная терраса сложена песчано-галечными образованиями. В своем распространении терраса достигает отметок от  $+70$  до  $+78$  метров.

Первая надпойменная терраса сложена с поверхности супесями, реже – более плотными глинистыми отложениями. Пределы ее распространения ограничиваются абсолютными отметками от  $+85$  до  $+90$  метров.

Поверхности второй надпойменной террасы ограничены абсолютными отметками от 115 до 120 метров и местами достигают 130 метров. По формам



рельефа это изолированные поверхности неправильной формы, развитые, по преимуществу, в правобережной части долины р. Белой и на левобережье р. Камы. Отложения третьей надпойменной террасы расположены до отметок 140-150 м, покрывают нижние части склонов р. Белой и р. Камы, сливаясь с отложениями верхнего неогена. Уступ террасы размыт, трудно прослеживается.

По левобережью р. Камы в условиях развития I и II надпойменных террас существенным притоком в пределах месторождения является р. Березовка, длина её 43 км и летний расход 95 % обеспеченности - 78,3 л/сек (выше устья правого притока р. Мариинка). Остальная речная сеть принадлежит бассейну р. Белой. По правобережью реки в пределах месторождения отмечаются следующие притоки (снизу вверх): нижнее и среднее течение рек – р. Кунь, р. Кельтей, р. Тыхтем; устьевая часть р. Быстрый Танып с протокой, р. Гнилой Танып.

По данным Камуралрыбвода к рекам высшей и I категории рыбохозяйственной значимости относятся реки Быстрый Танып, Гнилой Танып, Кунь.

Восточная часть площади месторождения – холмистая, западная – является широкой долиной реки Белой, лишь северная часть (Вятская площадь) – приподнятая. Довольно большая часть территории месторождения имеет низкие гипсометрические отметки. Вследствие этого, такие низкие пойменные участки вдоль русла рек Кама, Белая и Танып оказались затопленными при подъеме уровня воды в водохранилище Нижне-Камской электростанции, расположенной в районе г. Набережные Челны. С целью уменьшения затопляемой территории были построены защитные дамбы и спецоснования. При этом скважины, оказавшиеся в фарватерной зоне были ликвидированы, а взамен их пробурены новые скважины с защищенной дамбами территорией. На многих скважинах, расположенных на низких отметках, в процессе разработки отмечались водопроявления из известняков артинского яруса, воды которого содержат сероводород. С целью охраны природы в таких скважинах выполнен большой объем изоляционных работ.

Из полезных ископаемых, кроме нефти, можно выделить залежи торфа, имеющие значительное распространение на площади и связанные с первой и

реже со второй надпойменными террасами реки Белой.

На части территории в коренном залегании обнажены пермские отложения, поймы рек выполнены аллювиальными отложениями. Суглинки и глины широко распространены в северной части, а наиболее мощные выходы песков имеются по уступу первой надпойменной террасы р. Кама и р. Белая. Гравий и галечники встречаются в наиболее приподнятых участках рельефа и по уступам речных террас.

Поверхностные водопрооявления связаны с четырьмя водоносными горизонтами, приуроченными к четвертичным отложениям поймы, двум первым надпойменным террасам и к уфимской свите. Основная форма водопрооявлений выражается в сильной заболоченности местности в пониженных участках рельефа, а также в виде редких источников, приуроченных к оврагам. Наиболее высокодебитным является водоносный горизонт, приуроченный к песчано-галечниковым образованиям уфимской свиты. Эти воды, так же как и воды озер, больших и малых рек района, по своей характеристике относятся к группе мягких и вполне пригодных для питья и технических целей.

## **1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов**

Разрез осадочной толщи месторождения изучен до глубины 4516 м. Фундамент ни одной скважиной не вскрыт. В разрезе осадочного чехла вскрыты отложения верхнего докембрия, среднего и верхнего девона, каменноугольной и пермской систем, а также четвертичного возраста. Геологический профиль Арланского месторождения показан на рисунке 3. Геолого-физическая характеристика ТТНК показана в таблице 1. Особенности строения поверхности терригенной толщи нижнего карбона Арланской нефтеносной площади являются характерными для месторождений Республики Башкирии и других районов. Структура осложнена более чем 3 десятками куполов различных размеров (от 0,3 x 0,2 км до 5,5 x 4,0 км) и амплитуд 10 - 60 м. Подобная описанной выше, а иногда и более чётко выраженная, дифференциация структуры в пределах Арланского нефтяного месторождения прослеживается по поверхностям всех песчаных продуктивных пластов ТТНК и известняков



Таблица 1 - Геолого-физическая характеристика ТТНК

Характеристика	ТТНК
Средняя глубина залегания, м	1250
Тип залежи	пластовая
Тип коллектора	порový
Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup>	23752
Средняя общая толщина, м	19,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	0,8
Пористость, %	22,3
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,780
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,503
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,96
Коэффициент расчленённости, доли ед.	1,03
Начальная пластовая температура, °С	25
Начальное пластовое давление, МПа	11,8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	25,8-33,9
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа·с	35,4-44,4
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,880-0,889
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,889-0,894
Абсолютная отметка ВНК, м	1186
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,034
Содержание серы в нефти, %	2,7
Содержание парафина в нефти, %	2,4
Давление насыщения нефти газом, МПа	5.7-6.6
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	14
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,65

### 1.3 Свойства и состав пластовых флюидов

Нефть ТТНК тяжелая и вязкая. Плотность нефти изменяется от 0,884 г/см<sup>3</sup> до 0,895 г/см<sup>3</sup>, составляя в среднем 0,890 г/см<sup>3</sup> (табл. 2-3). Вязкость при среднем давлении насыщения по пласту 7,9 МПа равна 16,6 мПа·с.

Таблица 2 - Свойства пластовой нефти месторождения

Наименование параметра	Количество исследованных		Числовые значения	
	скважин	проб	Диапазон значений	Принятые значения
Пластовое давление, МПа	5	5	10,1-13,4	11,8
Пластовая температура, °С	6	6	21-27	26
Давление насыщения газом, МПа	2	2	4,9-5,4	5,2
Газосодержание при однократном разгазировании, м <sup>3</sup> /т	3	3	7,01-9,9	8,3

Газонасыщенность, составляя в среднем 18,5 м<sup>3</sup>/т, изменяется от 15,4 до 21 м<sup>3</sup>/т. По содержанию серы в нефти относятся к сернистым (среднее содержание серы 2,47%), по содержанию смол - к высокосмолистым (17,48%), по содержанию парафинов - к парафинистым (1,83 - 3,70%). Из углеводородных газов в составе попутного газа преобладают метан, этан и пропан. В ТТНК содержание метана (10,42%). Из не углеводородных компонентов в составе попутного газа отмечено повышенное содержание азота - 44,34%.

#### Характеристика пластовых вод

Законтурные воды ТТНК Арланской площади отличаются лишь по средним значениям плотности и очень близки по своим основным гидрохимическим показателям.

Таблица 3 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти

Наименование параметра	Количество исследованных		Диапазон значений	Среднее значение
	скважин	проб		
Плотность при 20°C, кг/м <sup>3</sup>	29	38	0,881-0,939	0,896
Вязкость, мПА·С при 20°C	15	24	24,3-161,9	48,2
Массовое содержание, %				
Серы	15	22	1,29-3,67	2,7
Смол силикагелевых	13	17	12,6-53,4	20,17
Асфальтенов	18	21	4,4-14,44	7,8
Парафинов	14	18	1,2-6,34	2,97
Воды	15	21	0-6,9	-
Температура плавления парафина °С	14	16	48-61	53

Пластовые воды терригенной толщи нижнего карбона - высокоминерализованные растворы. Соли основном хлориды натрия, кальция и магния (99% общего содержания солей). Вязкость воды в пластовых условиях 1,6 мПа·с, коэффициенты сжимаемости  $2,6 \cdot 10^{-5}$  МПа, термического расширения  $4 \cdot 10^{-4}$  °С.

Воды законтурные и подошвенные имеют сходную характеристику. Среднее начальное пластовое давление по 62 скважинам - 14,1 МПа.

В целом для пластов терригенной толщи нижнего карбона характерен упруговодонапорный режим с низкой активностью вод.

## Выводы по разделу

К осложняющим особенностям Арланского нефтяного месторождения относятся: развитая зональная неоднородность и сравнительно высокая остаточная нефтенасыщенность пород коллекторов, в которых сосредоточены основные запасы нефти. Повышенное содержание смол и асфальтенов в нефтях ТТНК придает им структурно-механические и неньютоновские свойства, влияющие отрицательно на процесс вытеснения нефти водой.

Основная часть запасов нефти сконцентрирована в терригенной толще нижнего карбона, которая характеризуется наличием нескольких пластов с закономерной сменой типов пород, различающихся толщиной, различной активностью пластовых флюидов, зональной неоднородностью, зачастую они замещаются непроницаемыми породами. Указанные факторы обуславливают сравнительно невысокие коэффициенты нефтеотдачи. Важнейшее направление повышения эффективности таких месторождений связано с повышением эффективности методов обработки ПЗП, в том числе уже хорошо отработанных кислотных воздействий за счет изменения композиции кислотного раствора и технологии его воздействия на пласт.

В целом для ТТНК характерна высокая неоднородность пластов по всем параметрам: толщине, пористости, проницаемости, глинистости, карбонатности и т.д. Сложные комбинации различных факторов обусловили и широкий разброс основных показателей коллекторской и фильтрационной характеристики. Так практически отсутствует связь между пористостью и проницаемостью - при одной и той же пористости проницаемость различается иногда на порядок. Лучше коррелируются начальная водонасыщенность и пористость. Однако и здесь в области низкой пористости связь становится неустойчивой. Значительное влияние на коллекторские и фильтрационные свойства песчаников оказывают текстурные особенности коллекторов - косая слоистость, перемятость, оползания, внутриформационные размывы и т.д.

Нефть тяжелая и высоковязкая со значительным содержанием асфальто-смоло-парафиновых соединений. Плотность нефти изменяется от  $0,884 \text{ г/см}^3$  до  $0,895 \text{ г/см}^3$ , составляя в среднем  $0,890 \text{ г/см}^3$ .

## **2 Анализ системы разработки**

### **2.1 Анализ текущего состояние разработки Арланского месторождения**

В целом по месторождению отобрано 431 112,7 тыс.т нефти, текущий КИН составляет 0,395. По сравнению с предыдущим годом добыча нефти и жидкости снизилась на 176 тыс. т и 5943,1 тыс. т соответственно.

Суточная добыча нефти составила 12790 т/сут, по сравнению с годом ранее снизилась на 1242 т/сут (8,8%). Суточный отбор жидкости составил 194913 т/сут, относительно предыдущего периода года отбор жидкости уменьшился на 40448 т/сут (17,2%).

Среднесуточный дебит на 1 скважину составил по нефти 4,1 т/сут и по жидкости 63,6 т/сут. Дебит нефти увеличился на 0,2 т/сут, по жидкости сохранился на уровне прошлого года за счет интенсификации добычи.

Основной объем добытой нефти и жидкости приходится на продуктивные коллекторы с терригенными отложениями.

Распределение добычи нефти и жидкости в абсолютных значениях и процентах:

Терригенные отложения:

- нефти - 4412,2 тыс. т или 94,7%
- жидкости - 75199 тыс. т или 98,9%

Карбонатные отложения:

- нефти - 469,8 тыс. т или 9,6%
- жидкости - 791,3 тыс. т или 1,0%

По Арланскому месторождению из всех объектов добыто 30,61% от начальных балансовых и 80,13% от начальных извлекаемых запасов, при этом по терригенным коллекторам (основного объекта разработки) отобрано 36,76% и 87,74% соответственно.

По терригенным отложениям, характеризующейся поздней стадией разработки и дающих 34% всей добычи, отобрано от начальных балансовых 41,75% и от начальных извлекаемых – 96,03%.



Годовой темп отбора по Арланскому месторождению от начальных извлекаемых запасов составил 1,62%, а по терригенным и карбонатным отложениям соответственно 1,65% и 1,38%. От остаточных извлекаемых запасов годовой темп отбора по Арланскому месторождению составляет – 7,55%, по терригенным коллекторам – 11,89% и по карбонатным – 1,7%.

В таблице 4 приведены сведения о выработке запасов по каждому объекту разработки и в целом по месторождению.

Таблица 4 - Текущие коэффициенты использования запасов по объектам разработки

Объект эксплуатации	Коэффициент использования запасов, %	
	Балансовые	Извлекаемые
Средний карбон	9,36	44,93
ТТНК	40,64	92,71
Турней	8,02	80,25
Девон	3,44	32,97
Алексинский	52,71	89,34
ИТОГО	37,58	90,37

Разработка месторождения находится на третьей стадии и характеризуется выработкой основных запасов и большой обводненностью продукции скважин. В связи с этим возникают проблемы направленного воздействия на остаточные запасы нефти, повышение нефтеотдачи, снижения объема попутно добываемой воды, улучшения режимов работы нагнетательных скважин в системе ППД. Исходя из данных об изменении основных показателей разработки во времени, можно заключить следующее:

- месторождение вступило в последнюю стадию разработки;
- фонд добывающих и нагнетательных скважин снижается;
- добыча нефти медленно падает, либо остается на прошлом уровне, изменяясь незначительно;
- средний дебит скважин по нефти остается практически неизменным, а дебит по жидкости возрастает.

## 2.2 Характеристика фонда скважин

В действующем добывающем фонде числятся 2694 скважины, в бездействии находятся 283 скважины, в наблюдательных скважинах числятся 285, в ожидании ликвидации находятся 14 скважин, и 287 скважин ликвидировано. Весь фонд добывающих скважин механизирован, ШГН оборудованы более 80 % действующих добывающих скважин, 17 % скважин оборудованы ЭЦН, около 2 % скважин оборудованы ЭДН.

Анализ дебитов скважин по способам эксплуатации за декабрь 2015 года показывает, что средние дебиты жидкости скважин, работающих ЭЦН, составляют 118,1 т/сут, а скважин оборудованных ШГН и ЭЦН соответственно 8,7 т/сут и 4,8 т/сут.

Распределение скважин по дебитам нефти и обводненности продукции показано ниже (табл. 5).

Из таблицы следует, что на рассматриваемом ЛУ (лицензионном участке) более 45 % действующих добывающих скважин являются малодебитными (менее 5 т/сут) и при этом высокообводненными (обводненность продукции выше 90 %). Следующая по численности группа действующих скважин (26,5 %) также является малодебитной (менее 5 т/сут), но обводненность ее продукции укладывается в диапазон от 50 до 90 %. Далее с падением обводненности малодебитных скважин количество скважин в группах сокращается. В группах с более высокими дебитами нефти (5-10 т/сут и 10-20 т/сут) также более высок процент обводненных скважин.

Распределение скважин по дебитам жидкости и обводненности продукции показано ниже (табл. 6).

Около 40 % нагнетательных скважин работают с приемистостью менее 50 м<sup>3</sup>/сут. С ростом приемистости количество скважин в группах уменьшается.

Таблица 5 - Распределение действующих скважин Арланской площади по дебитам нефти и обводненности продукции

Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов по нефти, т/сут.						Всего	
	0-5	5,1-10	10,1-20	20,1-35	35,1-60	>60	Кол.	%
0-5	51	3	1	1	0	0	56	2
5,1-20	202	27	13	8	1	0	251	9
20,1-50	267	26	7	3	0	0	303	11
50,1-90	713	58	10	1	0	0	782	29
более 90	1230	56	9	1	0	0	1296	48
Всего	2463	170	40	14	1	0	2688	
%	92	6	1	1	0	0		100

Таблица 6 - Распределение действующих скважин Арланской площади по дебитам жидкости и обводненности

Интервал обводненности, %	Диапазон дебитов по жидкости, т/сут.						Всего	
	0-5	5,1-10	10,1-20	20,1-35	35,1-60	>60	Кол.	%
0-5	51	3	1	1	0	0	56	2
5,1-20	194	31	16	8	2	0	251	9
20,1-50	227	51	19	4	2	0	303	11
50,1-90	363	220	125	44	24	6	782	29
более 90	141	203	242	233	147	330	1296	48
Всего	976	508	403	290	175	336	2688	
%	36	19	15	11	7	13		100

Менее 10 тыс.т накопленной нефти приходится на группу скважин, составляющую 32,4% от скважин, участвующих в добыче нефти. От 10 до 30 тыс.т. накопленной нефти приходится на 26,4% добывавших на месторождении скважин. От 30 до 60 тыс.т нефти приходится на 16,3% скважин. От 60 до 100 тыс.т. накопленной нефти приходится на 10,2% скважин. В

высокопроизводительный фонд (более 100 тыс.т. накопленной нефти) входят 603 скважины, что составляет 14,8 % от фонда добывающих скважин. В свою очередь они делятся на скважины с накопленной добычей нефти менее 200 тыс.т (9,3 %) и накопивших более 200 тыс.т. нефти (это каждая 18 добывающая скважина месторождения).

### **2.3 Анализ работы механизированного фонда скважин**

Как показал опыт эксплуатации скважин месторождения, естественное энергетическое состояние залежей нефти не обеспечивает фонтанный способ эксплуатации.

В связи с невысокой энергетикой продуктивных пластов наиболее приемлемым способом эксплуатации является механизированный (ШГН и УЭЦН), который и применяется на месторождении.

#### **Устьевое оборудование**

Станки-качалки, являющиеся основным приводом штанговых глубинных насосов ШГН, подбираются по диаграмме Адонина из условия отбора жидкости и глубины подвески насоса.

Изменение режима работы скважин осуществляется изменением длины хода полированного штока и числа качаний для ШГН и штуцерованием для УЭЦН. Для уплотнения сальникового штока скважин должны быть применены сальники устьевые СУС 2-73-31 с двойным уплотнением для диаметра устьевого штока 31 мм, рассчитанные на наибольшее давление 14 МПа при неподвижном штоке и затянутой сальниковой набивке.

#### **Подземное оборудование**

Расчет насосно-компрессорных труб проводится согласно РД 39-1-306-79 "Инструкция по расчету насосно-компрессорных труб".

В скважины спущены одноступенчатые колонны насосно-компрессорных труб (марки «Д»), диаметром 73 мм (3') и 60 мм (2,5'), со штанговыми и центробежными насосными установками.

## **Обоснование и выбор оборудования и режимов работы механизированных скважин.**

Опыт механизированной эксплуатации скважин без осложняющих факторов подъема жидкости на поверхность показывает, что на месторождении с низкой продуктивностью технологически и экономически целесообразно применение ШГН. Также в скважинах с дебитами по жидкости менее 25 м<sup>3</sup>/сут могут быть использованы электроцентробежные насосы низкой производительности. Максимальный напор насосов ЭЦНМ5-25 - до 1900 м, ЭЦНМ5-36 – до 1800 м.

Механизированная добыча нефти и газа с использованием скважинных штанговых насосных установок (ШГН) является основным рекомендуемым способом эксплуатации на месторождении, поскольку фактические дебиты лежат в области применения этих насосов. Также можно отметить, что в области подач от 1 до 25 м<sup>3</sup>/сут ШГН имеют более высокий КПД по сравнению с другими способами добычи нефти и при подаче, равной 25 м<sup>3</sup>/сут, он может достигать максимального значения (36%). Таким образом, ШГН хорошо приспособлены для работы в условиях малого дебита скважин.

При эксплуатации скважин ШГН определяется оптимальный типоразмер насоса, обеспечивающий максимально возможный отбор жидкости, поступающей из пласта в скважину, глубина спуска насоса, тип станка-качалки, параметры откачки и конструкция штанговой колонны.

Определение режима откачки сводится к установлению наиболее выгодных соотношений площади сечения, длины хода плунжера и числа качаний, удовлетворяющих условиям прочности колонны штанг и станка-качалки. Наилучший режим тот, при котором данную добычу получают при наименьших затратах. На практике стремятся достичь максимальной подачи насоса при возможно меньшем его диаметре, что способствует уменьшению нагрузок на станок-качалку и напряжения в штангах, установке более легкого оборудования на скважине и меньшему расходу электроэнергии.

При решении задач по обоснованию оптимальных технологических параметров работы насоса должны быть учтены следующие моменты: глубина

погружения под динамический уровень 250-300 м с созданием давления на приеме насоса 2,5 – 3,0 МПа.

Глубины спуска насоса и давления на приеме насоса зависят от режима эксплуатации скважин, в основном от величины депрессии на пласт, которая определяется пластовым и забойным давлениями в скважине. Оптимальное забойное давление определяется величиной давления насыщения. Не рекомендуется снижение забойного давления ниже давления насыщения.

Глубина спуска насоса определяется по рассчитанному давлению на приеме насоса и высоте подъема жидкости. Давление на приеме ШГН рекомендуется поддерживать равным 2,5-3,0 МПа. Давление на устье не должно превышать 4,0 МПа.

С учетом минимального давления (давления столба жидкости) на приеме насоса 2,5-3,0 МПа (то есть с учетом глубины погружения насоса под динамический уровень на 250-300 м) глубина спуска насоса (с учётом диапазона изменения среднего значения динамического уровня жидкости 800-900 м) составит 1050-1100 м. Для скважин с низким динамическим уровнем, с целью снижения влияния газа на работу насоса (обеспечения более полного заполнения цилиндра насоса жидкостью), необходимо рассмотреть возможность заглубления насоса.

Основное количество действующих скважин эксплуатируется при низких забойных давлениях, при этом коэффициент подачи насосов в среднем не превышает 0,6.

С целью уменьшения гидравлических нагрузок при эксплуатации скважин насосы разных диаметров спускаются на соответствующих по размеру НКТ. При этом должно соблюдаться определенное соотношение диаметра НКТ и колонны штанг. Для обеспечения отбора жидкости до 10 м<sup>3</sup>/сут с учетом коэффициента подачи насоса 0,5-0,6 следует применять насосы НН2Б-32, НВ2Б-38, НН2Б-44; 10-20 м<sup>3</sup>/сут - НН2Б-44, НН2Б-57. Для откачки нефти целесообразно применять насосы II группы посадки с величиной зазора в плунжерной паре 70-120 мкм в сочетании с клапанами увеличенного сечения нормального исполнения.

Для скважин, оборудованных насосами НН2Б-44, предлагается лифтовая колонна, составленная из гладких труб по ГОСТ 633-80 диаметром 73 мм и толщиной стенки 5,5 мм, марки «Д».

Для обеспечения дебитов скважин в заданных интервалах предлагаются компоновки глубинно-насосного оборудования, приведенные в таблице 7.

Таблица 7 - Компоновки скважинного оборудования

Интервал дебитов, м <sup>3</sup> /сут	Диаметр плунжера насоса, мм	Доля ступеней в колонне штанг (марка стали 20 НМ)			Типо-размер НКТ
		ШН 16	ШН 19	ШН 22	
0-10	32, (38)	0,61 (54)	0,39 (46)	-	60,3x5Д
10-20	44	-	0,59	0,41	73x5,5Д
	57 (Н=1000м)	-	-	1	
20-30	57 (Н=1000м)	-	-	1	73x5,5Д

В зависимости от глубины погружения насоса и его диаметра с учетом действующих нагрузок рекомендуется применять станки-качалки 6СК6 при спуске насосов НН2Б-32, НВ2Б-38 и НН2Б-44 и 7СК8 при спуске насосов НН2Б-44 и НН2Б-57. Устье скважин оборудуется арматурой АУШ-65/50x14 или другой аналогичной.

Надежность работы глубинно-насосных установок в промышленных условиях определяется, прежде всего, долговечностью их элементов. Она зависит от множества факторов объективного и субъективного характера: вида и величины нагрузок, условий эксплуатации, материала и конструкции узлов и деталей, квалификации работников, уровня технологического обслуживания.

По скважинам, эксплуатируемым УЭЦН, основная часть ремонтов связана с ревизией или сменой глубинного насосного оборудования.

Параметры работы УЭЦН зависят от величины газосодержания в откачиваемой жидкости, увеличение которого до определенного предела приводит к прекращению работы насоса вследствие срыва подачи газом. При откачке газожидкостных смесей по мере роста газосодержания (отношение объема газа к объему жидкости) резко сокращается область работы насоса по

подаче и напору. Доля объемного расходного содержания газа в смеси на приеме УЭЦН, применяемых на месторождении, не должна превышать 0,25, минимальное давление на приеме 2,5-3,0 МПа.

По скважинам, эксплуатируемым ШГН, основная часть ремонтов также связана с ревизией или сменой глубинного насосного оборудования, а также ликвидацией обрыва штанг.

Для существующих скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами, с учётом условий эксплуатации, рекомендуется оптимизировать работу установок путём пересмотра компоновки используемых штанг.

В скважинах со сверхнормативным искривлением ствола (более 2° на 10 м), эксплуатируемых ШГН, следует использовать штанговые протекторы или укороченные штанги.

Дальнейшую эксплуатацию скважин Арланского нефтяного месторождения рекомендуется проводить, в основном, при помощи штанговых глубинных насосов и электроцентробежных насосов.

#### **2.4 Осложнения в работе глубинно-насосного оборудования на скважинах Арланского месторождения**

Основная доля осложнений в работе ГНО составляют механические примеси, АСПО/Эмульсия.

Приоритетные направления в борьбе с осложнениями: внедрение износостойкого оборудования, очистка скважин при ТКРС, хим. защита (деэмульгаторы, ингибиторы, растворители...), спец. оборудование.

Распределение отказов по узлам и причины отказов по узлам в таблицах 8-10 и на рисунках 3-5.



Таблица 8 - Распределение отказов УШГН

Узел	Причина отказа	Кол-во отк., шт.
ШГН	Возраст	24
	Засорение ШГН АСПО, эмульсией	21
	Обрыв штока (возраст)	16
	Обрыв штока (мехпримеси)	11
	Брак завода-изг.	10
	Брак ЦБПО	9
	Брак УПКРС	6
	Обрыв а/сц.	6
	Мехпримеси (срыв ЗО)	5
	Брак ЦДПН	2
	Обрыв штока (усл. экспл.)	1

Таблица 9 - Распределение отказов УЭЦН

Узел	Причина отказа	Кол-во отк., шт.
ЭЦН	Отказ ПЭД	12
	Отказ ЭЦН	17
	Отказ кабеля	4
	Отказ протектора	5
	Брак завода-изг.	1

Таблица 10 - Распределение отказов штанг

Узел	Причина отказа	Кол-во отк., шт.
Штанги	Отворот брак УПКРС	9
	Отворот возраст	7
	Обрыв, брак УПКРС (не вып замена штанг, переводн)	5
	Отворот брак ТНН	4
	Обрыв (подклинки из-за мехпримесей)	3
	Прочие	3
	Срыв расследования	3
	Брак ЦДПН	2
	Невыполнение мероприятий на ремонт СК ПКРС	2
	Отворот мехпримеси	2
	Отворот эмульсия, АСПО	2
	Кривизна износ муфты	2
	Брак завода ОМЗ	1
	Брак Купол ПРО	1
	Брак СРС	1

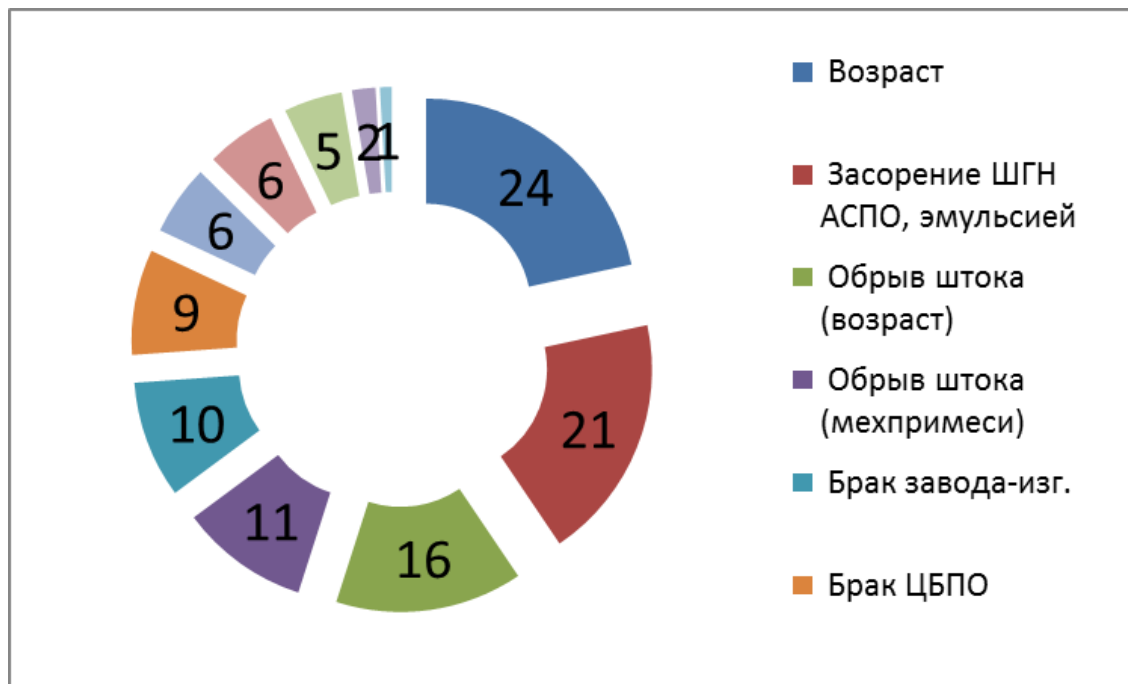


Рисунок - 3. Распределение отказов УШГН

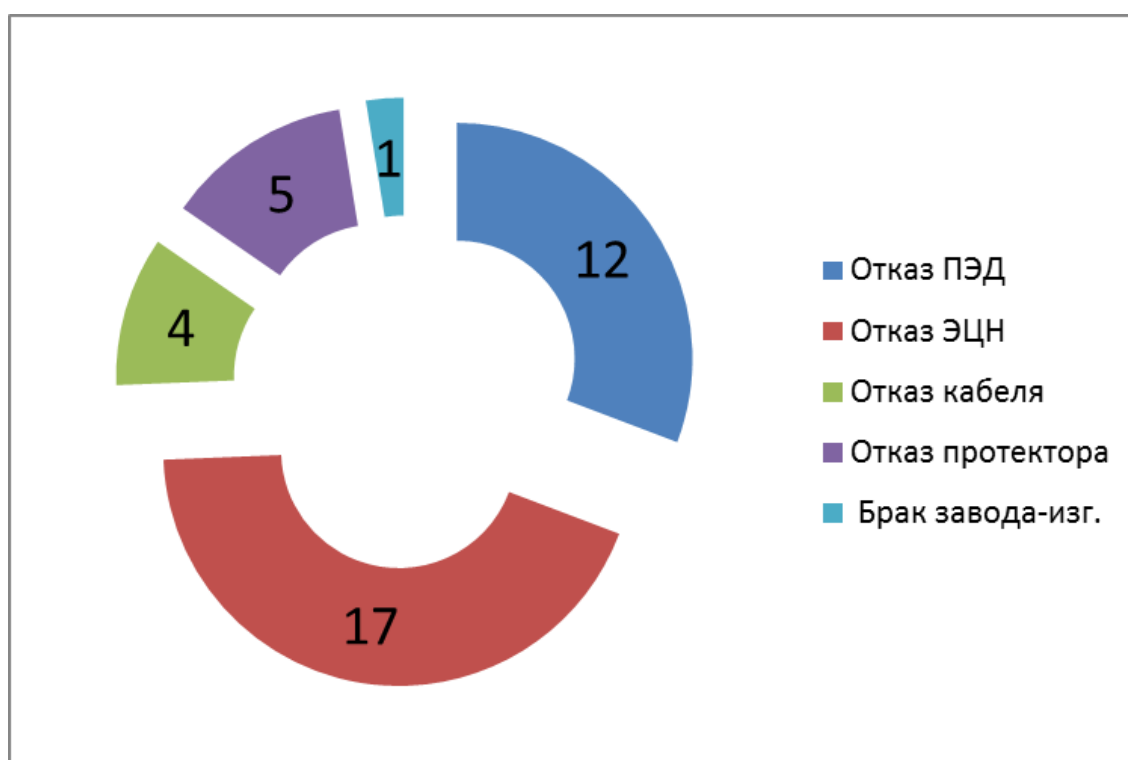


Рисунок - 4. Распределение отказов ЭЦН



Рисунок - 5. Распределение отказов Штанг

В таблице 11 и на рисунке 6 показано распределение отказов ШГН по осложняющим факторам.

В таблице 12 и на рисунке 7 показано распределение отказов ЭЦН по осложняющим факторам.

Таблица 11 - Структура осложненного фонда скважин УШГН

№ п/п	Отложения	2020 год	2021 год
1	АСПО, эмульсии	28	37
2	Мехпримеси	47	59
3	АСПО	32	46
4	Эмульсии + Мехпримеси	28	32
5	Эмульсии	52	54
6	АСПО + Мехпримеси	17	17
7	Коррозия	2	2

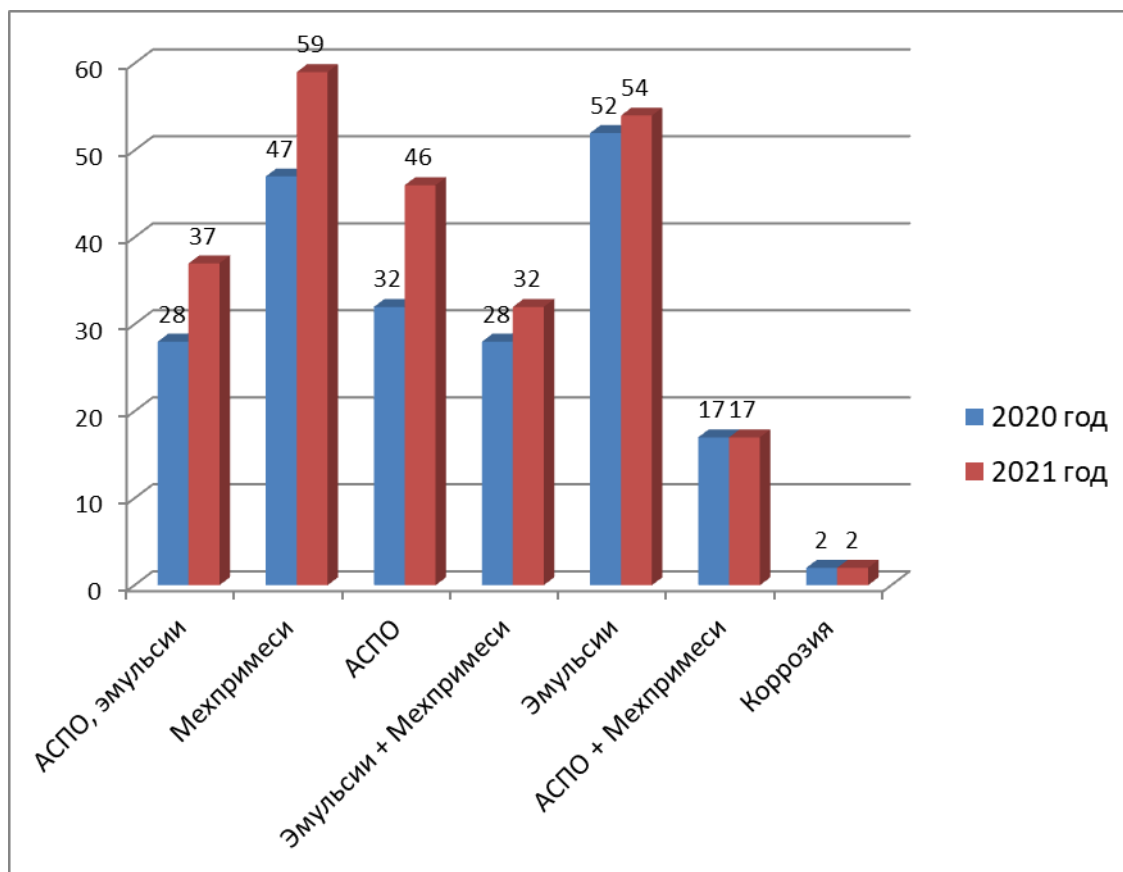


Рисунок - 6. Структура осложненного фонда скважин УШГН

Таблица 12 - Структура осложненного фонда скважин УЭЦН

№ п/п	Отложения	2020 год	2021 год
1	АСПО, эмульсии	35	43
2	Мехпримеси	66	65
3	АСПО	47	50
4	Эмульсии + Мехпримеси	30	32
5	Эмульсии	71	73
6	АСПО + Мехпримеси	13	13
7	Коррозия	6	5

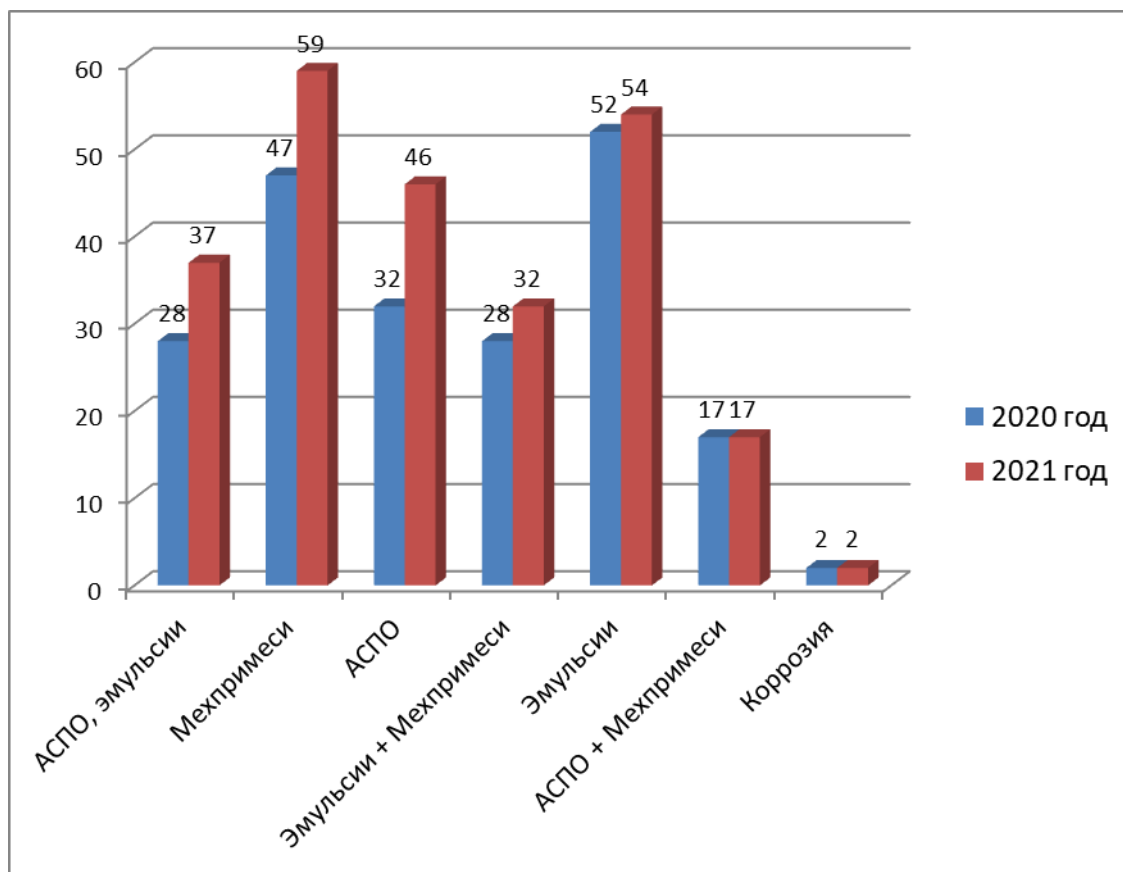


Рисунок - 7. Структура осложненного фонда скважин УЭЦН

### Выводы по разделу

В действующем добывающем фонде числятся 2694 скважины, в бездействии находятся 283 скважины, в наблюдательных скважинах числятся 285, в ожидании ликвидации находятся 14 скважин, и 287 скважин ликвидировано. Весь фонд добывающих скважин механизирован, ШГН оборудованы более 80 % действующих добывающих скважин, 17 % скважин оборудованы ЭЦН, около 2 % скважин оборудованы ЭДН.

Разработка месторождения находится на четвертой стадии и характеризуется выработкой основных запасов и большой обводненностью продукции скважин. В связи с этим возникают проблемы направленного воздействия на остаточные запасы нефти, повышение нефтеотдачи, снижения объема попутно добываемой воды, улучшения режимов работы нагнетательных скважин в системе ППД. Исходя из данных об изменении основных показателей разработки во времени, можно заключить следующее:

- месторождение вступило в последнюю стадию разработки;

- фонд добывающих и нагнетательных скважин снижается;
- добыча нефти медленно падает, либо остается на прошлом уровне, изменяясь незначительно;
- средний дебит скважин по нефти остается практически неизменным, а дебит по жидкости возрастает.

По характеристикам содержания воды в продукции скважин, фонд является высокообводненным - менее 23 % действующего добывающего фонда работает с обводненностью до 50 %, более 36 % скважин на конец года работают с обводненностью выше 95 %.

Разработка Арланского месторождения с точки зрения выработки запасов отличается исключительной сложностью, которая связана с рядом особенностей:

- высокой вязкостью нефти в пластовых условиях;
- наличием больших по площади водонефтяных зон в основных пластах;
- наличием в разрезе продуктивной толщи большого числа пластов;
- упруго - замкнутым начальным гидродинамическим режимом в большинстве пластов и слабой активностью контурных вод.

В ходе работы рассмотрены причины отказов подземного оборудования скважин ШГН и ЭЦН в ходе их эксплуатации и методы и способы борьбы с осложняющими факторами, и пути повышения, и предложены методы повышения эффективности работы скважин оборудованных ЭЦН и ШГН на Арланском месторождении.

### **3 Повышение эффективности работы оборудования скважин**

#### **3.1 Роль механических примесей в образовании устойчивых ВНЭ**

Скважинная продукция представляет собой смесь газа, нефти и воды. Вода и нефть при этом образуют эмульсии.

Эмульсией называется дисперсная система, состоящая из двух (или нескольких) жидких фаз, т.е. одна жидкость содержится в другой во взвешенном состоянии в виде огромного количества микроскопических капель (глобул).

Жидкость, в которой распределены глобулы, называются дисперсионной средой или внешней фазой. Жидкость, которая распределена в дисперсионной среде, называется дисперсной или внутренней фазой. Условием образования дисперсной системы является практически полная или частичная нерастворимость вещества дисперсной фазы в среде. Поэтому вещества, образующие различные фазы, должны сильно различаться по полярности. Наибольшее распространение получили эмульсии, в которых одной из фаз является вода. В этих случаях вторую фазу представляет неполярная (или малополярная) жидкость, называемая в общем случае маслом. В нашем случае – это нефть.

#### **3.2 Причины образования водонефтяных эмульсий**

Большинство исследователей считает, что в пластовых условиях диспергирование (дробление) газонефтеводных систем практически исключается. Глубинные пробы жидкости, отобранные у забоя скважины, как правило, состоят из безводной нефти и воды, в то время как на поверхности отбирают высокодисперсную эмульсию. На глубине 2000 м и при давлении 20 МПа одна объемная часть нефти в состоянии растворить до 1000 объемных частей газа. При подъеме нефти и понижении давления газ выделяется с такой энергией, что ее вполне достаточно для диспергирования пластовой воды в нефти. Стойкость эмульсий зависит от способа добычи нефти.

Фонтанные скважины: наибольшее перемешивание нефти и воды происходит в подъемных трубах и при прохождении нефтегазовой смеси через штуцеры. Для снижения эмульгирования нефти:

1. Штуцер устанавливают на забое скважины. Перепад давления в этом случае в штуцере значительно меньше, чем при установке его на поверхности. Как следствие – уменьшается перемешивание. Однако сложности спуска, замены и регулирования забойных штуцеров ограничивают возможность их широкого применения.

2. При установке штуцера на поверхности степень перемешивания может быть уменьшена, если в сепараторах, расположенных после штуцера, поддерживать повышенные давления, т.е. снизить перепад давления в штуцере.

Интенсивность перемешивания нефти с водой также влияет на образование и стойкость эмульсии. Замечено, что при механизированных способах добычи наиболее устойчивые водонефтяные эмульсии образуются при использовании электроцентробежных насосов (перемешивание продукции в рабочих колесах). При использовании штанговых и винтовых насосов образуются менее стойкие эмульсии. При компрессорном способе добычи получают эмульсии крайне высокой стойкости из-за того, что происходит окисление нафтеновых кислот с образованием соединений, которые являются эффективными эмульгаторами. В дальнейшем при движении газированных обводненных нефтей в системе сбора также возможно образование эмульсий. Основной причиной здесь является энергия турбулентного потока. Перепады давления, пульсация газа, наличие штуцерирующих устройств, задвижек, поворотов и фитингов способствуют повышению турбулентности потока и интенсивному диспергированию воды в нефти. Отложения парафина на стенках трубопровода влияют на образование эмульсий, уменьшая его сечение, увеличивают скорость потока и усиливают диспергирование воды в нефти. Применяемая технология разгазирования, в частности сепараторы, имеющие насадки-диспергаторы, также влияет на образование нефтяных эмульсий. Таким образом, нефтяные эмульсии могут образовываться только при затратах энергии:

1. энергии расширения газа;
2. механической энергии;
3. энергии силы тяжести.



### 3.3 Типы эмульсий

Существуют два основных типа эмульсий: дисперсии масла в воде (М/В) и дисперсии воды в масле (В/М).

Нефтяные эмульсии:

1. Первый тип – прямые эмульсии, когда капли нефти (неполярная жидкость), являются дисперсной фазой и распределены в воде (полярная жидкость) – дисперсионной среде. Такие эмульсии называются «нефть в воде» и обозначаются Н/В.
2. Второй тип – обратные эмульсии, когда капельки воды (полярная жидкость) – дисперсная фаза – размещены в нефти (неполярная жидкость), являющейся дисперсионной средой. Такие эмульсии называются «вода в нефти» и обозначаются В/Н.
3. Множественная эмульсия – это такая система, когда в сравнительно крупных каплях воды могут находиться мелкие глобулы нефти, или в крупных каплях нефти находятся мелкие глобулы воды. Дисперсная фаза сама является эмульсией, и может быть как прямого, так и обратного типа. Такие эмульсии обычно имеют повышенное содержание механических примесей. Они образуются в процессе деэмульсации нефти и очистки сточных вод на границе раздела фаз нефть-вода и составляют основу так называемых ловушечных (или амбарных) нефтей, чрезвычайно плохо разрушаемых известными методами. Поэтому в настоящее время актуальна разработка эффективных методов разрушения множественных нефтяных эмульсий.

Свойства нефтяных эмульсий влияют на технологические процессы добычи нефти, внутрипромыслового транспорта, сепарации, предварительного обезвоживания, деэмульсации (разрушения эмульсий), очистки и подготовки нефтепромысловых сточных вод.

Тип эмульсии устанавливается по свойствам ее дисперсионной среды.

Эмульсии типа Н/В (вода - внешняя фаза) смешиваются с водой в любых соотношениях и обладают высокой электропроводностью.

Эмульсии В/Н смешиваются только с углеводородной жидкостью и не обладают заметной электропроводностью.

Тип эмульсий в разбавленных эмульсиях определяется чаще всего объемным соотношением фаз – дисперсную фазу образует вещество, находящееся в системе в меньшем количестве.

В промышленных условиях о количестве воды в эмульсиях судят обычно по их цвету: эмульсии, содержащие до 10% воды, по цвету не отличаются от безводной нефти; эмульсии, содержащие 15-20% воды, имеют цвет от коричневого до желтого; эмульсии, содержащие более 25% воды, – желтые.

### 3.4 Факторы, влияющие на устойчивость эмульсий

Температура. При повышении температуры вязкость системы снижается:  $T \uparrow \rightarrow \nu \downarrow$  и, согласно формуле (1.12),  $K_y \downarrow$  и  $D \downarrow$ . Объяснить это можно тем, что при повышении температуры в менее вязкой среде возрастает подвижность частиц дисперсной фазы (броуновское движение), это приводит к увеличению частоты столкновений. Одновременно при повышении температуры уменьшается механическая прочность адсорбционных (защитных, бронирующих) оболочек.

Поэтому увеличение частоты столкновений, при возрастающей их эффективности, приводит к ускорению коалесценции капель и снижению агрегативной устойчивости.

Минерализация и рН эмульгированной воды. Влияние минерализации и солевого состава водной фазы имеет две особенности:

1. Это влияние косвенное, через образование химических соединений с полярными компонентами нефти. Например, нафтеновые кислоты нефтей, обладающие высокими поверхностно активными свойствами, могут взаимодействовать с ионами  $Na^+$ ,  $K^+$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Fe^{3+}$  и  $Al^{3+}$ , находящимися в пластовых водах. При этом нафтенаты К и Na способствуют образованию эмульсий типа Н/В, так как хорошо растворимы в воде, и снижают устойчивость эмульсий типа В/Н, стабилизированной САВ. Mg-, Fe- и Al – соли нафтеновых кислот, в отличие от Na и K солей, обладают большей растворимостью в нефтяной фазе и сами по себе способны стабилизировать эмульсию обратного типа В/Н. Но в сочетании со смолисто-асфальтеновым природным эмульгатором

ослабляют его действие, вероятно, за счет снижения сил межмолекулярного взаимодействия молекул смолисто-асфальтеновых веществ между собой.

2. Характер влияния зависит от углеводородного состава нефтей и состояния асфальтенов в объеме нефти.

Для многих нефтей повышение минерализации воды ведет к увеличению устойчивости эмульсии.

pH воды. Обобщение данных показывает, что при кислой и нейтральной реакциях воды ( $pH \leq 7$ ) адсорбционные слои на глобулах воды жесткие, твердообразные и, соответственно, формируются устойчивые эмульсии типа В/Н, в щелочной среде ( $pH > 7$ ) формируются жидкообразные пленки, т.е. устойчивость эмульсии снижается.

При дальнейшем увеличении pH (до сильнощелочной среды) наблюдается резкое снижение межфазного натяжения  $\sigma$  и образование эмульсии прямого типа (Н/В).

При изменении pH водной фазы возможно выпадение солей, в частности  $Ca(OH)_2$  и  $Mg(OH)_2$ , которые сами могут являться стабилизаторами (эмульгаторами) эмульсий прямого или обратного типа.

Таким образом, pH эмульгированной воды влияет на реологические свойства бронирующих оболочек: чем выше pH, тем ниже прочность.

Другие факторы. Наиболее стойкие эмульсии образуют высоковязкие нефти: повышенная вязкость дисперсионной среды препятствует столкновению глобул воды и их укрупнению.

Обводненность. Нефть с относительно небольшим содержанием воды образует более стойкие эмульсии. С увеличением содержания воды стойкость эмульсий снижается.

Газовая фаза: с ростом объемной доли газовой фазы эмульгирование увеличивается лишь до определенных ее значений (газ способствует дроблению капель воды, перемешиванию). Дальнейшее возрастание доли газа в потоке уменьшает эмульгирование. Вероятно, существует связь со структурным режимом потока.

Маловязкие, малосмолистые, низкокислотные, легкие нефти при

движении с нейтральными пластовыми водами образуют нестойкую эмульсию, время существования которой равно времени движения эмульсии в трубопроводе.

Турбулентность потока - важнейший фактор, влияющий на образование и разрушение эмульсий.

### **3.5 Методы разрушения нефтяных эмульсий**

К УПН эмульсия должна подойти подготовленной к расслоению, т.е. быть агрегативно неустойчивой. Для разрушения нефтяных эмульсий необходимо:

- разрушить структурно-механический барьер на поверхности капель воды,
- добиться слияния и укрупнения капель воды, что приведет к потере агрегативной устойчивости, затем – кинетической, и расслоению эмульсии,
- разделить фазы.

Выбор метода определяется типом нефтяной эмульсии и ее устойчивостью.

Условно можно выделить 4 группы методов разрушения нефтяных эмульсий:

- механические;
- химические;
- электрические;
- термические.

#### **Химические методы**

Применение реагентов-деэмульгаторов является самым эффективным и технологичным методом разрушения нефтяных эмульсий.

Разрушить бронирующую оболочку на каплях воды можно введением в систему более сильных поверхностно-активных веществ, чем природные эмульгаторы. Такие вещества называются реагентами-деэмульгаторами.

Итак, деэмульгатор – это также ПАВ. ПАВ концентрируются на поверхности раздела фаз, вызывая снижение поверхностного (межфазного) натяжения. Поверхностная активность реагента-деэмульгатора должна быть

много выше поверхностной активности природных эмульгаторов.

По типу гидрофильных групп различают ионогенные и неионогенные деэмульгаторы.

Ионогенные ДЭ – диссоциируют в растворе на ионы, из которых поверхностно-активен только один. В зависимости от знака заряда иона ПАВ делят на анионные, катионные и амфотерные. Первыми деэмульгаторами были соли карбоновых кислот, позднее – сульфопроизводные: НЧК – нейтрализованный черный контакт. Это соли водорастворимых сульфокислот; НКГ – нейтрализованный кислый гудрон. Расход таких деэмульгаторов составляет 3 - 7 кг/т (нефти).

Неионогенные ДЭ – это ПАВ, молекулы которых не диссоциируют в растворе и сохраняют электрическую нейтральность. Их получают присоединением окиси этилена  $\text{CH}_2\text{OCH}_2$  к органическим веществам с подвижным атомом водорода: кислотам, спиртам, фенолам и др.



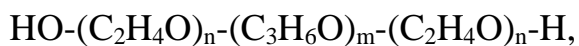
Изменяя число присоединенных молекул окиси этилена или пропилена, т.е. длину полиоксиэтиленовой или полиоксипропиленовой цепи, можно регулировать деэмульгирующую способность неионогенных деэмульгаторов, т.к. при удлинении оксиэтиленовой или оксипропиленовой цепи растворимость ПАВ в воде повышается за счет увеличения гидрофильной (водорастворимой) части молекулы. Таким образом, неионогенные деэмульгаторы можно получить с любыми свойствами, изменяя соотношение между гидрофобной и гидрофильной частями деэмульгатора, в т.ч. будет изменяться и его поверхностная активность. Она также зависит от соотношения гидрофильной и гидрофобной частей деэмульгатора.

Замена окиси этилена окисью пропилена может повысить растворимость деэмульгатора в нефти, не нарушая его гидрофильных свойств.

Расход неионогенных деэмульгаторов не превышает 50 г/т.

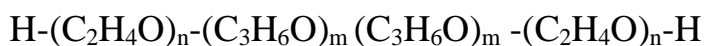
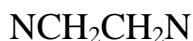
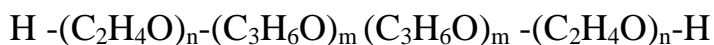
Отечественные деэмульгаторы: проксанолаы, проксамины, дипроксамин 157.

Проксанолаы – это продукты последовательного присоединения окиси пропилена, а затем окиси этилена к гидроксильным группам пропиленгликоля:



Т.е. для них характерно сочетание оксиэтиленовых и оксипропиленовых групп.

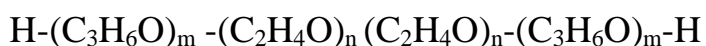
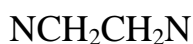
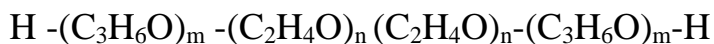
Проксамины – продукты последовательного оксипропилирования, затем оксиэтилирования этилендиамин:



Проксанолы 146 и 186 при обычной температуре – мажеобразные светло-желтые пасты, при легком нагреве переходят в вязкие жидкости, растворимы в воде. Применяют в виде 2-3%-ных водных растворов.

Проксанол 305 – маслянистая жидкость, слабо растворимая в воде, керосине; хорошо растворим в спирте, толуоле и др. органических растворителях.

Наиболее эффективен дипроксамин 157: продукт последовательного оксиэтилирования, затем оксипропилирования этилендиамин:



Он плохо растворим в воде, хорошо растворим в ароматических углеводородах и нефти, имеет низкую температуру застывания ( $-38^\circ\text{C}$ ), поэтому его можно транспортировать в чистом виде в цистернах, в то время как, застывающие при обычных температурах, проксанол 305 и проксамин 385 транспортируют в виде раствора в смеси метанола с водой.

Задача деэмульгатора – разрушить бронирующие оболочки на глобулах воды. Каков механизм его действия?

Адсорбируясь на коллоидных или грубодисперсных частицах природных эмульгаторов, молекулы деэмульгаторов изменяют их смачиваемость, что переводит эти частицы с границы раздела в объем водной или нефтяной фазы, занимают их место на границе раздела фаз. Поверхностное натяжение при этом понижается. Образующиеся адсорбционные слои из молекул деэмульгатора

практически не обладают заметными структурно-механическими свойствами, что способствует быстрой коалесценции капель воды с такими оболочками при их столкновениях друг с другом.

Таким образом, процесс разрушения нефтяной эмульсии деэмульгатором зависит от:

- компонентного состава и свойств защитных оболочек природных эмульгаторов нефтяных эмульсий;
- типа, коллоидно-химических свойств и удельного расхода применяемого деэмульгатора;
- температуры, интенсивности и времени перемешивания нефтяных эмульсий с реагентом и т.д.

При подготовке нефтей важно найти для деэмульгатора оптимальной режим применения.

Теоретически деэмульгатор может быть эффективным только для какой-то одной эмульсии, имеющей определенное соотношение жидких фаз, определенную степень дисперсности, определенное количество эмульгатора определенного состава. Следовательно, деэмульгатор в процессе разработки нефтяного месторождения теоретически должен заменяться по мере изменения состава эмульсий и их физических свойств.

Каковы критерии для выбора деэмульгатора? Лучшим для конкретной нефтяной эмульсии считается тот деэмульгатор, который при минимальной температуре обработки и расходе быстрее обеспечит максимальную глубину обезвоживания и обессоливания нефти.

Производственными показателями эффективности деэмульгатора являются:

- расход;
- качество подготовленной нефти: содержание остаточных хлористых солей, воды и механических примесей;
- минимальная температура и продолжительность отстоя нефти;
- качество деэмульгированной воды, т.е. содержание в ней нефти.

Деэмульгатор не должен приводить к повышению скорости коррозии внутренней поверхности труб, т.е. должен обладать определенными ингибирующими свойствами или сочетаться с добавками соответствующих ингибиторов коррозии.

Единственным способом выбора оптимального деэмульгатора является экспериментальная проверка деэмульгирующей способности на модельной эмульсии.

Представляет интерес сравнить по названным критериям ионогенные и неионогенные деэмульгаторы.

Ионогенные:

- 1) при взаимодействии с пластовой водой образуют вещества, выпадающие в осадок ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{Fe}(\text{OH})_3$  и др.);
- 2) являются эмульгаторами эмульсий типа Н/В, что ведет к повышенному содержанию нефти в отделенной воде;
- 3) большой удельный расход (см ранее).

Поэтому в настоящее время деэмульгаторы данного типа почти не используются.

Неионогенные:

- 1) не взаимодействуют с растворенными в пластовой воде солями и не образуют твердых осадков;
- 2) удельный расход мал (см ранее);
- 3) неионогенные деэмульгаторы применяют исключительно для разрушения эмульсий типа -В/Н, и они не стабилизируют при этом эмульсии Н/В;
- 4) стоимость неионогенных деэмульгаторов выше стоимости ионогенных деэмульгаторов, но расход меньше в сотни раз, поэтому их применение экономически оправдано.

В настоящее время предложен широкий ассортимент деэмульгаторов. Новые деэмульгаторы - это не индивидуальные вещества, а смесь полимеров разной молекулярной массы с различными гидрофобными свойствами. Поэтому они обладают широким диапазоном растворимости в различных нефтях или в пластовых водах различной минерализации.



Водорастворимые отечественные деэмульгаторы типа: проксанол (185, 305) и проксамин (385).

Нефтерастворимые отечественные деэмульгаторы: дипроксамин (157).

Импортные реагенты-деэмульгаторы:

Водорастворимые: дисольван 4411(ФРГ), R-11(Япония);

Нефтерастворимые: дисольван (4490), сепарол 5084 (ФРГ), виско-3 (Италия), серво 5348 (Голландия), доуфакс (США), С-V-100 (Япония).

Адсорбция молекул реагента деэмульгатора на поверхности капель снижает межфазное натяжение на границе раздела нефть-вода, но требуется дополнительное воздействие на капли, обеспечивающее их столкновение.

Таким дополнительным воздействием может быть обработка эмульсии в электрическом поле или ее подогрев, а также энергия турбулентного потока.

### **3.6 Предложения по повышению эффективности работы УЭЦН на часто ремонтируемом фонде скважин Арланского месторождения**

Образование эмульсии может происходить при перемешивании жидкости в рабочих колесах УЭЦН. В данном случае будет образовываться полидисперсная эмульсия обратного типа. Стоит отметить, что при этом вязкость эмульсии превышает вязкость нефти в десятки раз. При остановке скважины полученная эмульсия становится более устойчивой. Это объясняется тем, что происходит утолщение бронирующего слоя на глобулах дисперсной фазы. Результат этого процесса носит название «старение» эмульсии. Этот процесс сопровождается увеличением таких параметров, как устойчивость и вязкость эмульсии.

Примерно в 1,6 раз снижается коэффициент относительной подачи насоса. Обводненность при этом составляет 40-75 %. Также стоит отметить, наблюдается снижение в 1,5 раза времени безотказной работы насоса. Соответственно, можно сделать вывод, что на рабочие характеристики насоса оказывает негативное влияние повышенная вязкость эмульсии.

Современной технологией является технология подачи деэмульгатора на прием насос (рис. 8). Суть технологии состоит в том, что при помощи

специального погружного кабельного устройства или капиллярной трубки, муфты-клапана и установки дозирования химреагента производится закачка реагента.

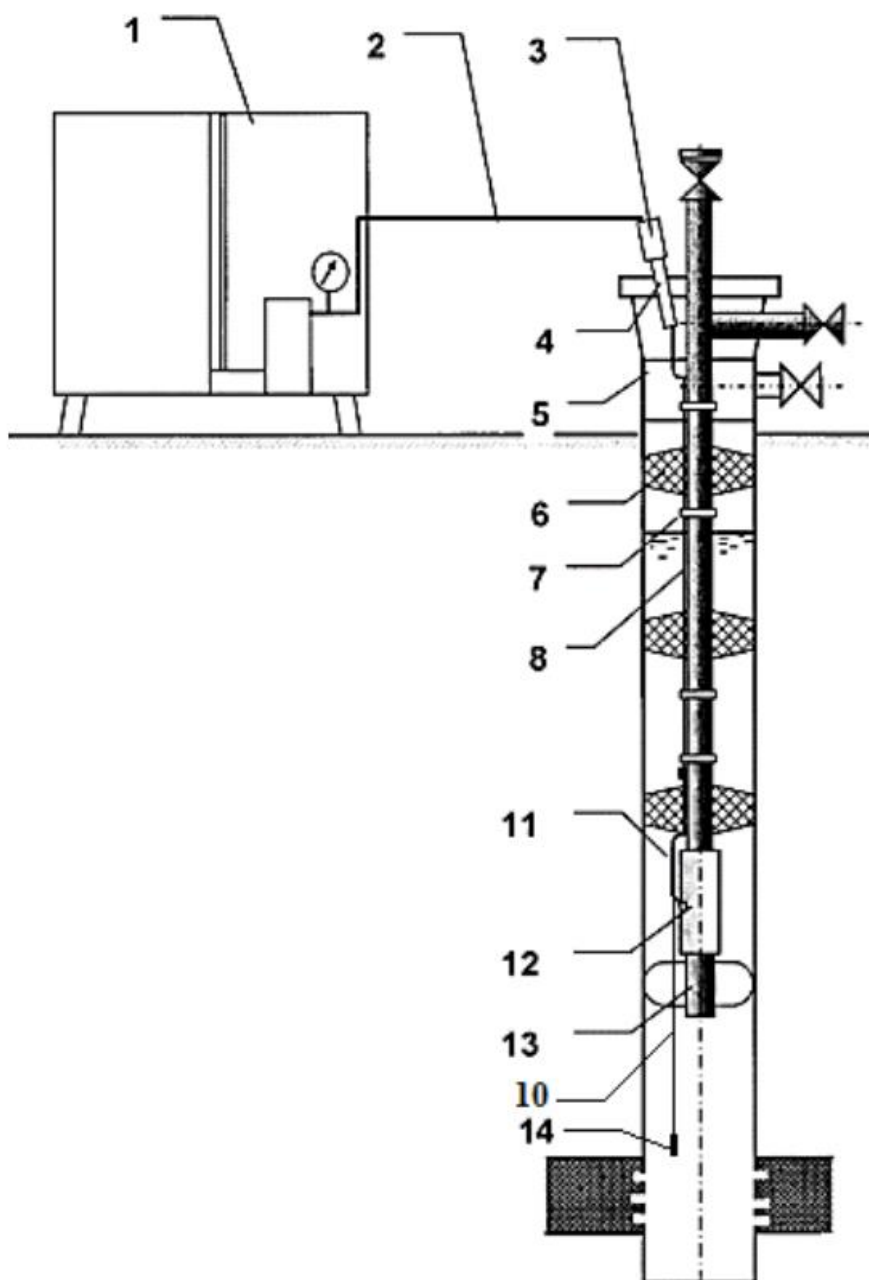


Рис. 8. Схема закачки реагента

1 – установка дозирования химреагентов; 2 – ингибиторная трубка; 3 – обратный клапан; 4 – сальниковый ввод; 5 – устьевая арматура; 6 – центратор насосно-компрессорных труб; 7 – хомут для крепления капиллярного устройства; 8 – капиллярное устройство; 10 – соединительный нипель; 11 – ингибиторная трубка; 12 – насос с погружным электроприводом; 13 – центратор насоса; 14 – груз-форсунка

Наибольшая эффективность данной технологии достигается путем подачи реагента ниже приёмной сетки насоса. Исходя из этого, можно сделать вывод, что реагент целесообразно подавать как можно ближе к интервалу перфорации. С помощью ниппеля и груз-форсунки капиллярной трубки возможно нарастить канал подачи реагента. При этом следует рассчитать длину ниппеля. Это обеспечивает надёжность спуска и ввода реагента. Установка центратора позволяет свести к минимуму повреждения капиллярной трубки в интервале расположения электродвигателя. Центратор устанавливают на протектор и компенсатор. Скоба позволяет зафиксировать капиллярную трубку на центраторе. Прочность капиллярной трубке придает гибкий трос в полиэтиленовой оболочке. Диаметр оболочки варьируется от 1,8 до 2,0 мм.

К преимуществам рассмотренной технологии относят:

1. Подача реагента в определенную точку ствола скважины;
2. Изменение дозировки и марки реагента.

При указанных выше преимуществах отметим, что на насыщение столба нефти в межтрубном пространстве реагент не расходуется. Также расход реагента не увеличивается за счет адсорбции на поверхности обсадной колонны и НКТ. Таким образом, с помощью данной технологии можно добиться экономически выгодного расхода реагента и технологической эффективности.

Устьевой блок подачи реагента предназначен для регулируемой подачи реагента в зону приема глубинного насоса, в зону перфорации, в затрубное пространство, а также в трубопровод нефтесбора. С помощью УБПР осуществляют закачку жидких деэмульгаторов, ингибиторов коррозии, парафиноотложений и гидратообразования с целью осуществления внутритрубопроводной деэмульсации нефти, а также защиты трубопроводов и оборудования от коррозии, солей, карбонатных отложений, парафиноотложений и др. УБПР относится к малогабаритному оборудованию, предназначенному для хранения от 400 до 1000 литров и небольших подач (до 2,5 л/час) химического реагента.

В состав блока входят следующие компоненты (рис. 9):

1. Насос-дозатор;
2. Ёмкость для хранения химреагента;
3. Манометр;
4. Шкаф управления;
5. Дополнительные средства автоматизации;
6. Приборы газо- и пожаробезопасности.

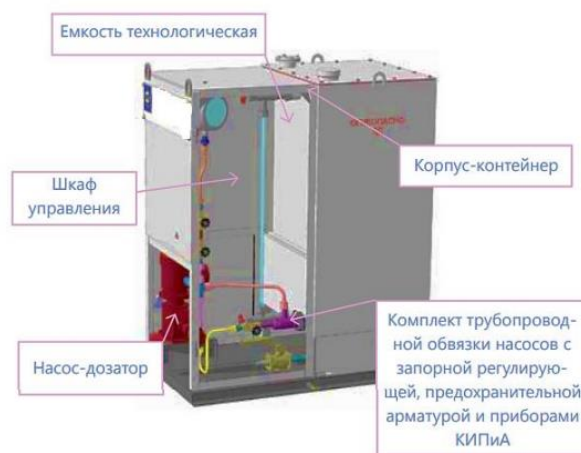


Рис. 9. Устьевой блок подачи реагента

К подземному оборудованию, которое используется непосредственно для закачки реагента в скважину, относятся:

- СПКУ или капиллярная трубка – для подачи реагента внутрь эксплуатационной колонны;
- Муфта-клапан - для подачи реагента во внутрь колонны НКТ.

Применение технологии дозирования реагента с использованием СПКУ позволяет:

- Оперативно изменить дозировку и марку реагента;
- Гарантировать доставку химического реагента в требуемую точку скважины;
- Повысить наработку скважины на отказ;
- Экономить дорогостоящий химический реагент за счет доставки его непосредственно в требуемую точку ввода с наиболее эффективной концентрацией и дозировкой.

При вышеуказанных преимуществах реагент не расходуется на насыщение столба нефти в межтрубном пространстве, его адсорбцию на поверхности обсадной колонны и НКТ. В результате чего достигается экономичный расход реагентов и технологический эффект от его применения.

Также стоит отметить, что полипропилен, из которого изготавливается изоляция, отличается высокой химической стойкостью к действию самых различных реагентов: кислот, щелочей, солей, органических растворителей, нефтепродуктов. Он обладает требуемой инертностью к применяемым в нефтедобыче реагентам.

На фонде скважины Арланского месторождения отмечены несколько скважин, которые за скользящий год выходят в отказ по подземному оборудованию более 3 раз за скользящий год.

Скважина 8924

Отказов за скользящий год – 4.

Причины отказов:

1отказ - Рпэд-0 (ОПИ АО «Новомет-Пермь» УЭЦН-800Э брак сборки УЭЦН);

1отказ – пробой изоляции обмотки ПЭД (УЭЦН-800Э предоставление в прокат некачественного оборудования (разрешение пакетов ротора);

1отказ – слом вала ПЭД - брак прокатного оборудования (УЭЦН-800 энергоэффектив. прокат Борец);

1отказ – слом вала н.с. ЭЦН – ожидание расследования.

Мероприятия: с целью выявления скрытых дефектов в изоляции обмоток статора АО «Новомет-Пермь» перешли на испытание новых и ремонтных двигателей напряжением 10кВт.

Скважина 8549

Отказов за скользящий год – 3.

Причины отказов:

1отказ – износ УЭЦН (вынос пропанта после ГРП (02.2019) до 650мг/л);

1 отказ – полет по ЭЦН между в/с и с/с (влияния свобод. газа + вынос пропанта после ГРП, односторонний износ вала, вибрация до 6g, что вызвало слом крепежа и полет УЭЦН;

1 отказ – клин ЭЦН (вынос проппанта после ГРП (02.2019) до 480мг/л).

Мероприятия: при ТКРС внедрить УЭЦН 5 гр. (выполнено), внедрить капилляр с подачей деэмульгатора.

Скважина 8341

Отказов за скользящий год – 3.

Причины отказов:

1отказ – Рпэд-0 (брак УКСС);

1 отказ – Рпэд-0 (брак УЭЦН РСР – низкая надежность ГЗ);

1 отказ – Слом вала ВМ – (Брак оборудования РСР (прокат).

Мероприятия: комплектовать УЭЦН ГЗ повышенной надежности, обеспечить пропускную способность КОШ 500-800м<sup>3</sup>/сут или рассмотреть отмену установки КОШ на УЭЦН с дебитом 500 м<sup>3</sup>/сут и более.

Скважина 8319

Отказов за скользящий год – 3.

Причины отказов:

2 отказа – клин УЭЦН (Снижение притока – ИП пересыпаны, вынос мех. примесей 706 мг/л, работа с Нд на приеме. Износ рабочих органов.);

1 отказ – отсутствие подачи ЭЦН (ИП пересыпаны полностью).

Мероприятия: если ИП не пересыпаны, то внедрить НН-32, если фиксируется пересыпание ИП, то внедрить Э-60 5гр. (при отсутствии внедрить Э-80 5гр.). Таким образом, работа по повышению эффективности работы УЭЦН на часто ремонтируемом фонде скважин Арланского месторождения эффективно. Проводится расследование причин отказов подземного оборудования, и далее составляется план мероприятий по повышению наработки на отказ.

### 3.7 Прогнозирование технологической эффективности проведенных мероприятий

Технологический эффект при проведении реанимации складывается из:

1) дополнительной добычи за счет сокращения простоя скважины при ожидании ПРС,

2) экономии на проведении ПРС;

3) экономии на транспортных услугах.

Дополнительная добыча появляется за счёт снижения времени на текущий ремонт скважины и от внедрения НКТ на скважинах.

При изменении наработки в скважинах, прирост добычи нефти определяется по формуле (1):

$$\Delta Q_{\text{ННО}} = \left( \frac{365}{T_1} - \frac{365}{T_2} \right) \times q_{\text{ср}} \times t_p \quad (1)$$

где  $T_1, T_2$  – наработка до и после проведения мероприятия, сутки;

$q_{\text{ср}}$  - среднесуточный дебит по скважине, т/сутки;

$N$  - количество скважин, на которых было проведено мероприятие по увеличению МРП;

$t_p$  - продолжительность одного подземного ремонта, сутки.

Среднее время от остановки скважины до её запуска после спуска НКТ составляет 72 часа.

За счёт увеличения ННО скважин произойдёт экономия на текущем ремонте скважин. Изменение затрат на содержание и эксплуатацию оборудования по ЦПРС.

Таким образом, получим увеличение ННО и дополнительную добычу.

Исходные данные по скважинам показаны в таблице 13, взяты из технологического режима работы скважин.

Таблица 13 - Исходные данные по скважинам

№ скв	Параметры										
	пласт	D э/к	вид подз. оборуд. типоразмер	Нсп	Рбуф	Рзатр	Qжид	Н <sub>2</sub> O	Qнеф	Ндин	Рзаб
		мм		м	атм	атм	т/сут	%	т/сут	м	атм
8319	ВИЗЕЙСКИЙ	146	ЭЦН5-60-1750	1562	21.5	1	14.5	24.8	9.7	742	115.6
8341		146	ЭЦН 5А-500-1600	1253	25.5	2.4	179.1	87.6	19.8	377	84.0
8549		146	ЭЦН5-50-1750	1364	24	0	30.3	52.9	12.7	864	109.5
8924		146	ЭЦН-800-1450	1274	34.5	1.9	217.3	86.3	26.5	1068	38.6

Результаты расчетов произведены в Excel и представим в таблице 14.

Наработку на отказ прогнозируем до 1090 суток, это среднее значение по фонду УЭЦН.



Таблица 14 - Технологический эффект при увеличении ННО

Показатель	Единица измерений	До проведения мероприятий	После проведения мероприятий	Разница
Скважина 8319				
Дополнительная добыча нефти	тонн	-	109.6	109.6
Дополнительная добыча жидкости	тонн	-	163.8	163.8
ННО	сут.	89	1090	1001
Скважина 8341				
Дополнительная добыча нефти	тонн	-	173.7	173.7
Дополнительная добыча жидкости	тонн	-	1571.1	1571.1
ННО	сут.	112	1090	978
Скважина 8549				
Дополнительная добыча нефти	тонн	-	102.2	102.2
Дополнительная добыча жидкости	тонн	-	243.8	243.8
ННО	сут.	121	1090	969
Скважина 8924				
Дополнительная добыча нефти	тонн	-	221.4	221.4
Дополнительная добыча жидкости	тонн	-	1815.4	1815.4
ННО	сут.	117	1090	973
ИТОГО				
Дополнительная добыча нефти	тонн	-	606.9	606.9
Дополнительная добыча жидкости	тонн	-	3794.1	3794.1

Мероприятия позволят снизить количество подземных ремонтов скважины. Это приводит к увеличению коэффициента эксплуатации фонда скважин. Дополнительная добыча нефти 607 т, жидкости 3794 т.

### **3.8 Обеспечение требований промышленной безопасности при проектировании работы**

Проведение подземного ремонта предполагает использование стандартного оборудования, которые входят в перечень продуктов, допущенных для процессов добычи нефти, а технологический процесс имеет сходство с производством промывки скважин и проведения реагентных обработок, поэтому нет необходимости в разработке особых требований охраны труда и техники безопасности.

Для обеспечения безопасности работ следует руководствоваться новыми Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, Инструкцией по безопасному ведению работ, Правилами пожарной безопасности в нефтяной промышленности, Сборником типовых инструкций по охране труда для работников по ремонту скважин.

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверке знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Проведение работ на скважине производится бригадой освоения, а по обработке ПЗП действующей скважины - бригадой капитального или подземного ремонта скважин под руководством мастера и/или инженера-технолога.

Перед началом работ мастер должен лично проверить механизмы и инструменты на рабочем месте, а также ознакомить членов бригады с планом и провести инструктаж с учетом особенностей данного объекта и сделать соответствующую расстановку механизмов и оборудования.

Запрещается проводить работы при неполном составе вахты.

В районе проведения работ должна быть предусмотрена телефонная или радиосвязь, дежурная машина.

Манометры должны выбираться с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы. На циферблате

манометров должна быть нанесена красная черта или укреплена красная пластинка на стекле манометра через деление шкалы, соответствующее разрешенному рабочему давлению. Манометр, установленный на высоте от 2 до 5 м от уровня площадки для наблюдения за ним, должен быть диаметром не менее 160 мм.

Линия манифольда, связывающая устье скважины с насосным агрегатом и находящаяся под высоким давлением, должна обеспечивать надежность всех соединений, безотказность работы запорной арматуры, предохранительных и обратных клапанов. Манифольдная линия должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое давление.

Автоцистерны и насосные агрегаты должны устанавливаться на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, кабины обращены в противоположную сторону и проход между ними должен быть не менее 1 м.

При работах следует строго соблюдать правила пожарной безопасности.

### **Выводы по разделу**

Основные мероприятия, которые необходимо проводить для повышения эффективности работы УЭЦН на Арланском месторождении:

- Подбор менее агрессивного режима эксплуатации (снижение  $F$ , снижение  $N$ , перевод в программу) с сохранением базового дебита на скв. с низким  $H_d$ , влиянием газа и мехпримесей (внедрена форма акта подбора оптимальной частоты);
- Поддержание резерва газостабилизирующих устройств (МФН, ГС, диспергатор);
- Повышение надежности гидрозащит (в заявках указывается – ГЗ двухкамерная или тандемная, на закуп подаются заявки на ГЗ двухкамерные и тандемную приставку 4ПБ-103);
- Для защиты от выноса проппанта прорабатывается технология разогрева РСР в условиях пласта после ГРП;
- Плавный ВНР после ГРП;
- Закуп НКТ с покрытием для фонда осложненного АСПО;
- На скважинах с ОРЭ внедрять кабельные линии в общей оболочке + сальник

с одним каналом для пакера;

- Оснащение протекторами защиты кабеля на НКТ скважин, где высокий риск МПК при спуске, с углом наклона 30° и более;
- Дооснащение фонда ОРЭ и фонда УЭЦН осложненного влиянием свободного газа газостабилизирующими устройствами (мультифазные приставки, вихревые ГС, диспергаторы);
- ОПИ и дальнейшее внедрение на фонде ОРЭ пакеров с увеличенным газовым проходом и обратным клапаном;
- Поддерживать объем закупки НКТ в районе 4% от фонда (срок обновления парка должен быть равен сроку службы штанги 6 лет).

### **Заключение (Conclusions)**

Арланское месторождение имеет вязкость нефти в пластовых условиях изменяется от 20,3 до 27,3 мПа\*с и в среднем оставляет 24,16 мПа\*с, среднее газосодержание равно 16,4 м3/т, диапазон значений от 10,0 до 21,7 м3/т. Нефть тяжелая, высокосернистая.

Рассмотрены причины отказов подземного оборудования скважин УЭЦН в ходе их эксплуатации и методы и способы борьбы с осложняющими факторами, и пути повышения.

Каждый метод имеет свои положительные и отрицательные стороны. Рекомендации для применения того или иного способа борьбы с осложняющими факторами необходимо осуществлять для каждой конкретной скважины, основываясь на сведениях о её эксплуатации, анализируя затраты на проведение профилактических работ, причём приоритетным является такой метод, который является самым эффективным и экономически выгодным, не требующим больших затрат.

### **Конфликт интересов (Conflict of interest)**

Авторы подтверждают, что представленные данные не содержат конфликта интересов.

## **Библиография (References):**

1. Лозин, Е.В. Основные принципы разработки и перспективы доработки крупных нефтяных месторождений Башкортостана / Е.В. Лозин. - Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2012. – 3(45). – 28 – 35 с.
2. Чакрыгин, М.А. Анализ технологических режимов работы скважин с учетом возможности образования гидратов / М.А. Чакрыгин. - Текст : непосредственный // Научный журнал. 2018. №9 (32). С. 62-67.
3. Дроздов, А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях: Учебное пособие / А.Н. Дроздов. – Москва : МАКС Пресс, 2008. - 312 с. – Текст : непосредственный.
4. Ерёмин, Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания: Учебное пособие для вузов / Н.А. Ерёмин – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. - 244 с. – Текст : непосредственный.
5. Мохов, М.А. Фонтанная и газлифтная эксплуатация скважин: Учебное пособие для вузов / М.А. Мохов, В.А. Сахаров. - Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. - 188 с. – Текст : непосредственный.
6. Виденеев, В.И. Улучшение показателей работы насосных скважин при совместном проявлении механических примесей и асфальтосмолопарафинов / В.И. Виденеев . - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2002.-№1. С. 50-53.
7. Справочник по добыче нефти / Под ред. Уракова К.Р. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 374 с. – Текст : непосредственный.
8. Кудинов, В.И. Новые технологии повышения добычи нефти. / В.И. Кудинов, Б.М. Сучков Самара: Кн. Из-во, 1998. - 368 с. – Текст : непосредственный.
9. Справочная книга по добыче нефти / Под редакцией Матвеева С.Н. – Сургут : НГДУ «Комсомольскнефть», 2001 – 270 с. – Текст : непосредственный.