

Некоммерческое партнерство  
«Развития инноваций топливно-энергетического комплекса  
«Национальный институт нефти и газа»  
(НП «Национальный институт нефти и газа»)

**ПУБЛИЧНЫЙ АНАЛИТИЧЕСКИЙ ДОКЛАД  
ПО НАПРАВЛЕНИЮ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ  
«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ  
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ»**

Москва 2014

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Научный руководитель, Проректор по инновационной деятельности и кооперации разработок, д.х.н., профессор	Силин М.А.
Заведующий кафедрой разведочной геофизики, д.т.н., профессор	Рыжков В. И.
Доцент кафедры разведочной геофизики, к.т.н.	Белоусов А. В.
Глава представительства компании PGS в России д.ф.-м.н., профессор	Ампилов Ю. П.
Заведующий лабораторией комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа, член-корреспондент, д.т.н.	Богоявленский В. И.
Заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин д.т.н., профессор	Оганов А.С.
Профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин д.т.н., профессор	Симонянц С.Л.
Профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, д.т.н., профессор	Мохов М.А.
Директор НОЦ «Промысловая химия», заведующая экспериментальным центром физического моделирования перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов д.т.н., профессор	Магадова Л.А.
Заведующий лабораторией технологических жидкостей для бурения и ремонта скважин, к.т.н.	Куликов А.Н.
Заведующий лабораторией технологических жидкостей для интенсификации	

добычи нефти, к.т.н.

Цыганков В.А.

Заведующий лабораторией промышленной  
подготовки нефти и воды, к.т.н.

Лужецкий А.В.

Заведующий кафедрой  
нефтепродуктообеспечение и газоснабжение  
д.т.н., профессор

Короленок А.М.

Заведующий кафедрой технологии  
переработки нефти  
д.т.н., профессор

Капустин В.М.

Профессор кафедры технологии  
переработки нефти,  
к.т.н., доцент

Чернышова Е.А.

### **Принятые сокращения**

АСВ - асфальтосмолистые вещества  
АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения  
ВГВ - водо-газовое воздействие  
ВПП – выравнивание профиля притока  
ВУ ПАВ - вязко-упругие ПАВ  
ГРП - гидравлический разрыв пласта  
КГРП - кислотный гидравлический разрыв пласта  
КИН – коэффициент извлечения нефти  
КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза  
МГ - модулятор гелеобразования  
МОП –модификатор относительной проницаемости  
МРП - межремонтный период работы скважины  
МУН –методы увеличения нефтеотдачи  
НКТ – насосно-компрессорные трубы  
ПАА – полиакриламид  
ПАВ - поверхностно-активное вещество  
ПНП - повышение нефтеотдачи пластов  
ППД – система поддержания пластового давления  
РИР - ремонтно-изоляционные работы  
СВБ - сульфатвосстанавливающие бактерии  
СПС – сшитая полимерная система  
УСГ - управляемые силикатные гели  
УЭЦН – установка погружного электроцентробежного насоса  
ШГН – штанговый глубинный насос

ASP - щелочно-ПАВ-полимерное заводнение  
AMPS -2-акриламид-2-метилпропансульфоновая кислота  
ВО – бутиленоксид  
DETA - диэтилентриамин  
ЕО – этиленоксид  
НРАМ - загущенный анионный полиакриламид  
НРС – гидридные полимерные системы  
КУРАМ – полиакриламид, устойчивый к минерализации воды и температуре  
LVwDP –низкомолекулярный диспергированный полимер  
МИС - микробиологическая коррозия  
РО – пропиленоксид  
PPCA - полифосфинокарбоновая кислота  
PV – объем пор  
SSA - стиролсульфоновая кислота  
SRBs - сульфатредукция природными сульфатвосстанавливающими бактериями  
TETA - триэтилететраамин  
TEPA - тетраэтиленпентамин  
TSR - термохимическая сульфатредукция  
THF – тетрагидрофуран

## Оглавление

ГЛАВА 1 НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.....	9
1.1. Сейсморазведка .....	12
1.2 Комплексирование геофизических методов .....	29
Заключение.....	34
Литература к Главе 1 .....	35
Глава 2 ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ.....	37
2.1 Буровые долота.....	37
2.2 Гидравлические забойные двигатели .....	38
2.3 Верхний силовой привод буровых установок .....	40
2.4 Технология бурения при поддержании равновесия давлений в системе «скважина-пласт».....	41
2.5 Система управления скважины под контролем.....	43
2.6 Система бурения на обсадной колонне .....	44
2.7 Роторные управляемые системы.....	45
Глава 3 ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА .....	46
3.1 Низкопроницаемые коллекторы (НПК) .....	52
3.2 Анализ существующих технологий добычи сланцевого газа .....	66
3.3 Высоковязкие нефти и битумы .....	68
3.4 Подгазовые зоны и тонкие нефтяные оторочки .....	81
3.5 Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России.....	83
3.6 Основные направления научно-технического прогресса .....	98
Литература к Главе 3.....	99
Глава 4 НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ.....	103
1 Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов. Новые технологии ....	103
1.1 Водогазовое воздействие .....	103
1.2 Полимерное воздействие .....	115
1.3 Термополимеры (brighth water).....	119
1.4 Воздействие ПАВ .....	122
1.5 Щелочно-пав-полимерное заводнение (ASP).....	124

1.6 Заводнение водой заданной минерализации.....	131
1.7 Экзотика .....	133
Заключение.....	133
<i>Литература к п. 1:</i> .....	134
2 Ограничение водопритоков .....	135
2.1 Полимерные, неорганические осадко-гелеобразующие и эмульсионные системы .....	135
2.2 Твердеющие составы для проведения РИР.....	138
Заключение.....	145
<i>Литература к п.2:</i> .....	146
3 Обзор новых технологий гидравлического разрыва пласта.....	148
3.1 ГРП в горизонтальных скважинах .....	148
3.1.1. ГРП с шарами и открывающимися портами.....	148
3.1.2 ГРП со скользящими сдвижными муфтами.....	149
3.1.3 ГРП с муфтами, оборудованными разрывными мембранами.....	150
3.2 ГРП в вертикальных скважинах.....	151
3.3 Жидкости для ГРП .....	152
3.4 Контроль развития трещины ГРП.....	153
3.5. ГРП в сочетании с изоляцией водопритоков .....	153
Заключение.....	164
<i>Литература к п. 3:</i> .....	164
4 Обзор новых технологий кислотных обработок .....	165
4.1 Высокотемпературные обработки матрицы пласта составами на основе глда.....	165
4.2 Отклонение кислоты в карбонатных трещиноватых коллекторах .....	166
4.3 Отклонение кислоты в водонасыщенных коллекторах при помощи ВУ ПАВ.....	167
4.4 Отклонение кислоты в водонасыщенных коллекторах при помощи модификатора относительной проницаемости .....	168
Заключение.....	168
<i>Литература к п.4:</i> .....	169
5 Осложнения при добыче и подготовке нефти и методы предотвращения или способы борьбы с ними. Обзор новых технологий .....	170
5.1 Факторы, влияющие на выбор нефтепромысловых реагентов .....	173
5.2 Борьба с отложениями солей.....	174

5.2.1. Типы солеотложений .....	176
5.2.2 Нехимические способы борьбы с солеотложениями.....	177
5.2.3. Ингибиторы солеотложений .....	178
5.2.4 Методы применения ингибиторов солеотложений .....	180
5.3 Деэмульгаторы.....	182
5.3.1 Методы деэмульгирования.....	182
5.3.2 Деэмульгаторы (типы, классификация, свойства) .....	183
5.4 Коррозия.....	188
5.4.1. Ингибиторы коррозии.....	189
5.4.2 Классы пленкообразующих ингибиторов коррозии .....	189
5.5 Растворенный в воде кислород и его влияние на процессы коррозии.....	194
5.6 Поглотители сероводорода.....	195
5.7 Борьба с биозараженностью и СВБ .....	197
5.7.1 Химические вещества для предотвращения образования бактерий .....	199
5.8. Борьба с осложнениями, вызванными осаждением АСВ (афальтосмолистых веществ) и высокомолекулярных парафинов .....	203
5.8.1 Предотвращение образования отложений парафинов.....	206
5.8.2. Стратегии предотвращения образования отложений парафина.....	207
5.8.3 Удаление парафиновых отложений посредством использования химических веществ .....	207
5.8.4 Ингибиторы отложения парафинов и депрессорные присадки.....	209
Заключение.....	213
<i>Литература к п. 5:</i> .....	213
Глава 5 РАЗВИТИЕ МЕХАНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ .....	218
5.1 Научно-технические сведения, использованные при выполнении НИР по направлению «Развитие механо-технологического оборудования», предложенные по результатам выполнения НИР.....	220
5.2 Новые (перспективные) тематики НИОКР по направлению «Развитие механо-технологического оборудования», предложенные по результатам выполнения НИР .....	268

5.3	Научно-технические сведения, использованные при выполнении НИР по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов» .....	273
5.4	Новые (перспективные) тематики НИОКР по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов», предложенные по результатам выполнения НИР .....	350
5.5	Научно-технические сведения, использованные при выполнении НИР по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации резервуарных парков» .....	360
5.6	Новые (перспективные) тематики НИОКР по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации резервуарных парков», предложенные по результатам выполнения НИР .....	424
Глава 6	ПЕРСПЕКТИВНЫЕ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ .....	433



## **Е.1 НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ**

По мнению экспертов, в данный момент не только в России, но и в зарубежных странах наблюдается уменьшение эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ не вполне компенсируемое разработками новой аппаратуры и технологий в области полевых геофизических исследований, а также ростом вычислительных мощностей и развития программно-алгоритмического обеспечения в области обработки и интерпретации геолого-геофизических данных. Подобный эффект может быть обоснован постепенно усложняющимися задачами, стоящими перед геолого-геофизическими работами, ввиду уменьшения числа и размеров подготавливаемых к глубокому бурению традиционных антиклинальных ловушек, усложнением строения изучаемых природных резервуаров, роста глубины исследований, роста степени выработанности недр и др. (Михеев и др., 2005). Отметим также усложнение географических условий перспективных регионов, которые расположены на Арктическом шельфе, в областях Восточной Сибири и Дальнего Востока, их характеризуются не только сложным строением пластов-коллекторов, но и крайне неблагоприятными сейсмогеологическими условиями - как приповерхностными, так и глубинными. Все это, а также сложные климатические условия и удаленность от освоенных территорий существенно удорожает полевые геофизические исследования.

Основные перспективы прироста запасов углеводородного сырья следует связывать не только с увеличением объемов геологоразведочных работ, но и с разработкой новых геофизических технологий в области поверхностных и скважинных исследований. Повышение эффективности разработки месторождений невозможно без развития способов геофизического мониторинга (4D сейсморазведка, микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта и т.п.).

При изучении сложнопостроенных природных резервуаров чрезвычайно важным является комплексирование разномасштабных геолого-геофизических исследований на основе математической модели коллектора (петроупругое моделирование - rockphysics), что повышает эффективность и обоснованность применения современных технико-методических приемов ведущего геофизического метода – сейсморазведки (рисунок Е. 1.1).

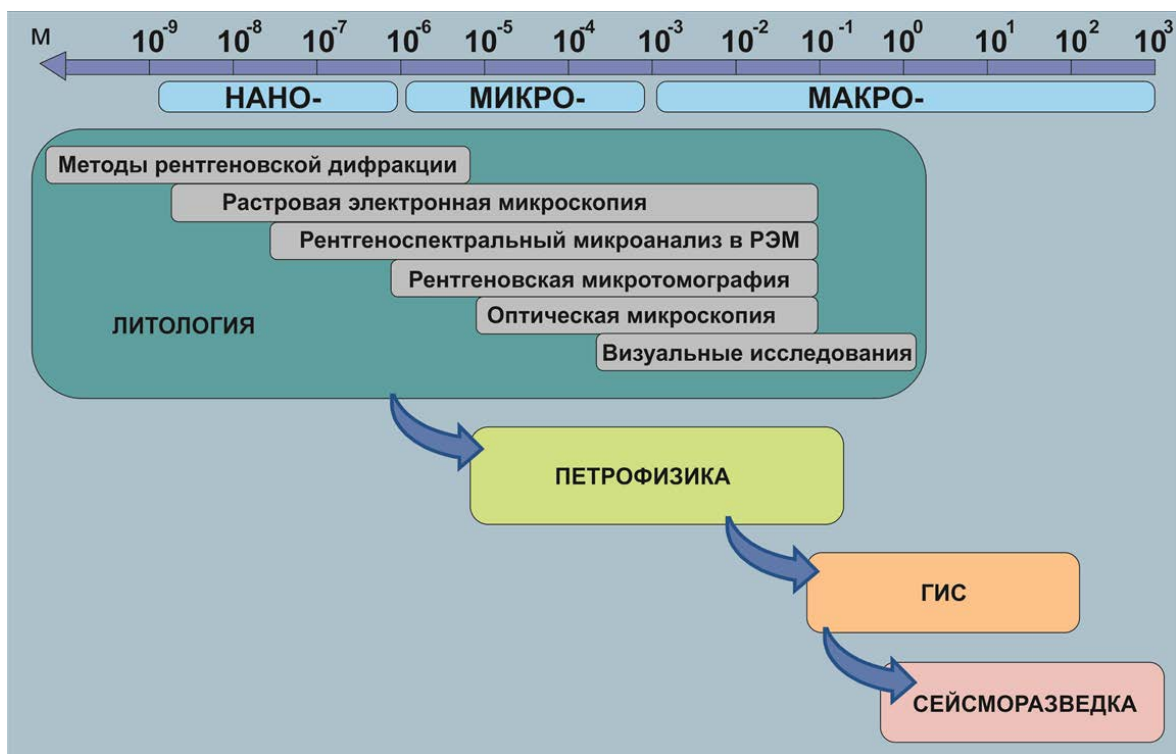


Рисунок Е.1.1 - Масштабы изучения пород-коллекторов геолого-геофизическими методами.

Начало XXI века характеризуется усложнением задач, стоящих перед поисково-разведочным этапом геологоразведочных работ – уменьшением доли структурных залежей углеводородов, уменьшением толщин пластов, увеличением доли коллекторов со сложной структурой порового пространства. Среди методов поисков и разведки на первом месте стоят методы разведочной геофизики. Результаты полевых геофизических исследований дают возможность выявить ловушки углеводородов, оценить потенциальные запасы углеводородов по категориям  $D_1 - C_3$  (до категории  $C_2$  при высокоплотной площадной съёмке) и, как правило, сопровождаются поисково-разведочным бурением и геофизическими исследованиями околоскважинного пространства (ГИС), дающими более точное представление о фактически извлекаемых запасах (категории  $C_2-C_1, B, A$ ). В разведочной геофизике подавляющая доля всего объёма работ (более 90%) приходится на сейсмические методы разведки, позволяющие получить высокоточное детализированное изображение земных недр. В качестве вспомогательных полевых геофизических методов достаточно часто используются гравиметрические, намного реже – электроразведочные исследования, исключительно редко (ввиду естественных ограничений методов) – исследования методами радиометрии и ядерной геофизики др.

Технология геофизических исследований (включая скважинные), вне зависимости от применяемого метода и типа поля, включает в себя три этапа: регистрацию геополей, сигнальную обработку геополей с целью выделения полезной информации из общей структуры поля, геолого-геофизическую интерпретацию полученных результатов.

Первый – полевой этап исследований характеризуется применением специализированного геофизического оборудования, разрабатываемого крупнейшими сервисными компаниями самостоятельно или совместно с партнерами, имеющими высокотехнологичное производство. Для второго этапа – обработки и интерпретации – требуется применение современных программно-алгоритмических систем высокопроизводительных компьютеров. Часть процедур обработки не может быть реализована без применения параллельных вычислений и кластерных технологий.

С каждым годом задачи, возникающие перед геофизической разведкой залежей нефти и газа становятся сложнее и требуют внедрения новых технологий, нестандартных решений и интеграции различных дисциплин. Россия практически утратила статус мирового производителя геофизического оборудования в области сейсморазведки. С целью соответствия высоким требованиям нефтегазовых компаний к качеству геофизических работ, отечественные компании закупают импортное оборудование и программное обеспечение. Производимое в РФ оборудование для геофизических исследований скважин за редким исключением существенно уступает западным аналогам. Сложившаяся ситуация вызвана не только отсутствием в стране современных высокотехнологических производств (микроэлектроника, современные материалы и технологии), но и утратой многих научных школ в данной области из-за длительного недофинансирования.

Обобщенная функциональная схема решения геологических задач при помощи геофизических технологий приведена на рисунке Е.1.2.

Ниже рассмотрены вышеперечисленные геофизические методы в порядке убывания доли исследований (текущих и перспективных) в соответствии с этапностью исследований.

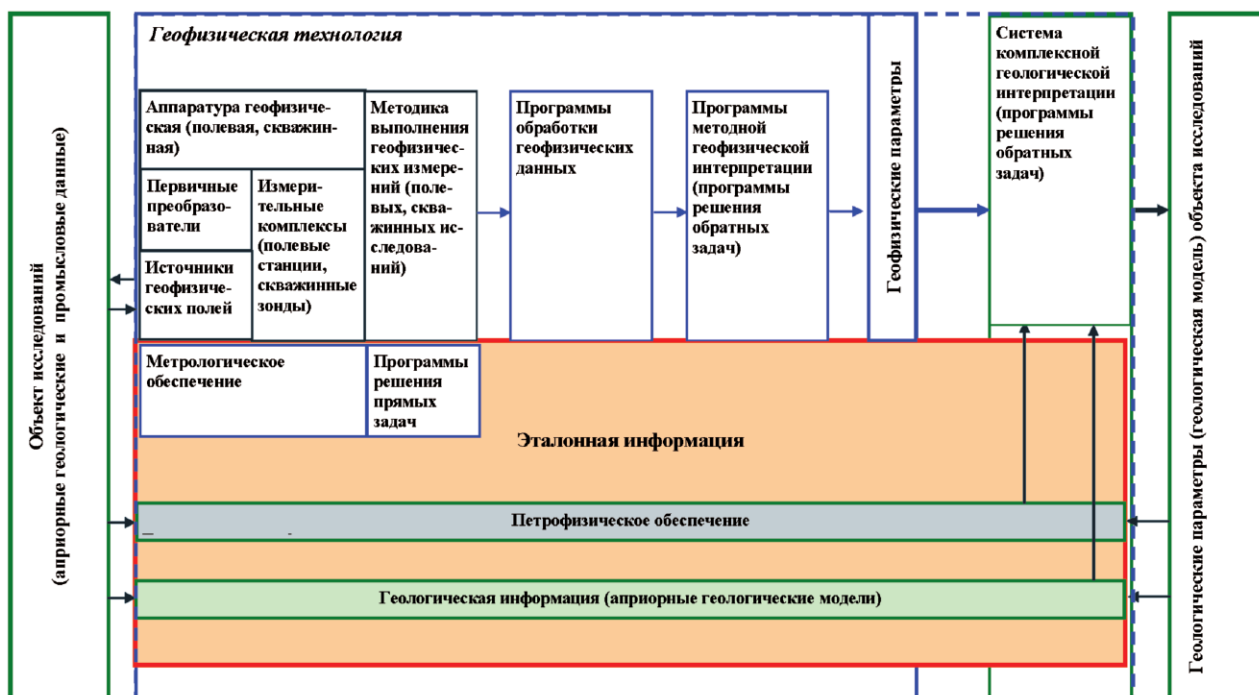


Рисунок Е.1.2 - Обобщенная структурно-функциональная схема геофизических технологий (по Блюменцеву А.М. и др. 2012)

### Е.1.1. Сейсморазведка

#### Полевые работы

Результативность сейсмических исследований во многом зависит от качества данных, полученных на полевом этапе. В связи с усложняющимся характером объектов поиска разведки и разработки растут требования к разрешенности (амплитудной, частотной, пространственной) сейсмической записи. Во многом именно нацеленность на решение «тонких» геологических задач обуславливает в настоящее время пристальное внимание к проектированию работ и выбору оптимальной системы наблюдений.

В настоящее время сформировалась этапность исследований для перспективных участков методами сейсморазведки:

- при отсутствии геолого-геофизической информации о районе работ целесообразно применять 2D-съёмку;
- при наличии скважинных данных и результатов МОГТ 2D целесообразна постановка высокочастотной площадной 3D съёмки для оптимизации расположения сети скважин разведочного бурения, выводов о целесообразности бурения скважин.

Отметим, что стоимость 3D сейсморазведочных работ на участке 10x10 км сопоставима со стоимостью бурения одной скважины, так что экономический эффект от прироста геологической информации очевиден.

Краеугольными в вопросах проектирования являются следующие моменты:

- целевые горизонты, глубина их залегания (так как невозможно спроектировать сейсмическую съемку, дающую равно хорошее представление об осадочном чехле во всем диапазоне глубин);
- сложность разведываемого объекта – мощность пласта, максимальные углы наклона, наличие дизъюнктивных нарушений, тип отложений (чем сложнее в геологическом плане является объект, тем, как правило, плотнее должна быть сеть геофизических наблюдений);
- геофизические характеристики осадочной толщи (скоростные и плотностные характеристики горных пород, коэффициенты поглощения и т.п.).

Методика полевых сейсмических исследований включает возбуждение упругих волн различными способами (взрыв, вибрационное или импульсное воздействие) и регистрацию колебаний почвы датчиками, расположенными на земной поверхности. Различают профильную (2D) сейсморазведку, пространственную (3D) и пространственно-временную (4D). Последняя применяется в настоящее время исключительно на стадии разработки месторождения для контроля за положением ВНК/ГНК/ГВК и оценки изменения свойств горных пород в процессе разработки.

С точки зрения геометрии, определяющими факторами для полевых наземных систем являются расстояния между пунктами возбуждения и наблюдения; тип расстановки, методик перемещения расстановки по площади проведения работ. Это, в целом, верно и для проектирования морских работ с донными косами. Для съемок с буксируемыми косами (стримерами) шаг приемников в косе, как правило, предопределен производителем оборудования, равно как и длина косы; следовательно, к основным геометрическим параметрам относится число кос и расстояние между ними, а также расстояние между пунктами возбуждения, зависящее, главным образом, от времени перезарядки пневмопушки.

Существует тенденция к увеличению плотности наблюдений как на суше, так и на море – в попытке расширить азимутальность систем с целью перехода к изучению анизотропных свойств скоростей сейсмических волн, а далее - к анизотропии горных пород. Увеличение плотности также позволяет частично решить проблему наложения пространственных частот (алайсинга), приводящего к искаженной регистрации части волн на сейсмограммах.

Практически стандартной в наземной сейсморазведке сейчас является обработка площадей в случае 3D по системе "крест" (возможно, с незначительными модификациями), и основной вопрос заключается в числе и пространственном расположении активных каналов расстановки.

Кроме того, обсуждается и опробуется переход к одиночным цифровым датчикам от линейных групп сейсмоприемников, однако корректный переход требует увеличения числа каналов на порядок, поэтому примеров подобных производственных проектов пока немного. Еще одним важным атрибутом системы наблюдений является значения полной (проектной) кратности, а также характер изменения кратности по глубине, т.н. «эффективная кратность» на уровне различных горизонтов осадочного чехла, дающая предварительное представление о качестве изображения горизонта.

Вопрос сохранения экологии приводит к необходимости использовать «легкие» импульсные источники в природоохранных зонах, районах застройки.

Для морских работ вопрос азимутальных работ стоит наиболее остро в связи с тем, что традиционная технология буксируемых кос не позволяет осуществить широкоазимутальную регистрацию. Предложены различные технологии компенсации азимутов, например, проход площади под разными азимутами – мультиазимутальная съемка (MAZ); съемки с использованием нескольких судов-источников (WAZ), специальные методики обработки. Эти методические решения, однако, ведут к существенному увеличению стоимости работ.

Большая часть территории России покрыта 2D съёмкой МОГТ кратности от 6 до 120. Результаты 2D-сейсморазведки позволяют сформировать предварительные представления о геологическом строении регионов, выделить потенциально нефте- и газоносные (как правило, в структурном плане) регионы и районы.

С конца 80-х годов XX века начато внедрение, а с начала XXI века – широкое развитие площадной сейсморазведки. Отметим, что предварительные 2D-работы с рекомендуемой плотностью профилей не менее 0,1 – 0,5 пог.км/км<sup>2</sup> по-прежнему являются необходимым этапом для выбора перспективных объектов для постановки 3D-съёмки и оптимизации параметров возбуждения и приёма упругих волн.

Как уже отмечалось выше, в области методики полевых сейсморазведочных работ последнее десятилетие характеризуется интенсивным переходом от профильных к площадным системам наблюдений, позволяющим получить детальное объёмное изображение среды, которое может быть использовано в процессе дальнейшей разведки и разработки месторожде-

ния вплоть до стадии построения глубинных геологических моделей пластов-коллекторов.

Данный переход вполне обоснован и с точки зрения более полного использования энергии источников сейсмических колебаний, распространяющейся в пространстве, что делает возможность осуществлять прием и регистрацию сигналов не только в определенном направлении (линия профиля), но и во всей плоскости наблюдений (Шнеерсон и др. 2009)

Всё многообразие систем 3D наблюдений с использованием шаблонов съёмки основано на различии в положении линий ПВ и типе перекрытий (Белоусов и др. 2007). Из всего диапазона 3D систем наблюдений наибольшее применение на территории России получили системы типа «крест», «кирпич», сочетающие технологичность отработки в, как правило, сложных географических условиях, с приемлемым распределением геофизических параметров съёмки, в различных модификациях. Съёмки типа «зигзаг», «наклонная», «радиально-кольцевая» и др., обеспечивающие равномерность азимутально-офсетных параметров и широко применяющиеся за рубежом (в основном, в пустынных районах) не нашли применение в России: опытные работы, поставленные на отдельных лицензионных участках в разное время с 2000 по 2012 гг, не показали существенного прироста информации за счет более оптимального расположения пунктов приёма и возбуждения колебаний в геометрии съёмки вследствие сложности выделения сигнальной составляющей волнового поля ввиду практически повсеместно сложного строения верхней части разреза (зона малых скоростей сейсмических волн, зона развития многолетнемерзлых пород и т.п.).

Развитие методической части полевых работ направлено в настоящее время в сторону увеличения азимутальности съёмок, т.е. регистрации всех возможных направлений подхода волн от источников для получения возможности оценивания анизотропных упругих свойств пластов (в частности, определения ориентации систем трещин в карбонатных пластах-коллекторах трещинного типа для оптимизации процессов разработки) при сохранении относительно простой геометрии съёмки. В случае 2D предлагаются новые методические приемы в области высоконаправленного приема волн по признаку поляризации (модификация ВП ОГТ) с целью оптимального разделения интерференционной волновой картины (Куколенко и др. 2011). Конструкция азимутальной платформы (АМУС) включает несколько установленных на ней компонент, каждый из которых представлен группой наклоненных сейсмоприемников, разнесенных по азимуту относительно друг друга. Модификация ВП ОГТ, на наш взгляд, будет полностью поглощена применением трёхкомпонентных датчиков геофизического поля (см. ниже).

Подавляющее большинство (98 – 99%) работ сейчас ведётся на продольных (P) волнах. Некоторое (хотя и крайне небольшое) распространение получили многокомпонентные съёмки, позволяющие зарегистрировать не только продольные, но и поперечные волны (в обменной модификации PS), что теоретически утраивает прирост полезной информации о геологическом строении, получаемой по сейсмическим данным, но требует существенного усложнения способов и алгоритмов обработки данных для выделения обменной составляющей. На текущий момент единого подхода к обработке PS-волн нет, а вопрос об эффективности данной модификации остаётся открытым. Отметим, что одной из основных причин отсутствия востребованности многоволновой сейморазведки является крайне малое число примеров ее использования на территории России для решения поисковых задач (Кузнецов В.М. 2009)

Практически не получили развития съёмки на поперечных волнах (S), гораздо более чувствительных к литологии и трещиноватости горных пород. Для выполнения данного вида работ необходимы специальные источники возбуждения колебаний. При обработке и интерпретации данных отмечается сильное влияние условий регистрации, что приводит к неоднозначности получаемых результатов.

Целесообразность использования S- и PS-волн показана на текущий момент для неглубоко залегающих (порядка 1 000 м) коллекторов, а также в области инженерной геофизики.

Появление и внедрение (с начала 2000-х годов) цифровых многокомпонентных датчиков (акселерометров) способно возродить интерес к регистрации различных типов волн, т.к. обеспечивает технологичное решение по одновременной регистрации всех типов смещений. Акселерометры характеризуются повышенной (по сравнению с электродинамическими сейсмоприёмниками) чувствительностью и стабильной амплитудно-частотной характеристикой в диапазоне частот от 5 – 7 Гц, в то время как наиболее широко применяемые в текущий момент приёмники GS-20DX имеют резонансную частоту 10 Гц и область стабильной регистрации амплитуд от 12 – 15 Гц. По стоимости производства акселерометры в данный момент на порядок дороже; кроме того, технология работ с акселерометрами подразумевает регистрацию волнового поля одиночными датчиками, тогда как при работе с электродинамическими сейсмоприёмниками скорости широко распространено применение интерференционных систем для повышения стабильности, улучшения качества сигнала, а также подавления низкоскоростных волн-помех с линейными годографами, образующих одну из основных проблем



при обработке данных сейсморазведки (один регистрирующий канал представляет собой в таком случае совокупность установленных на некотором расстоянии друг от друга и электрически соединенных (параллельно, последовательно или последовательно-параллельно) датчиков, например 12 приёмников на базе 25 м и т.п.).

Вопрос целесообразности применения одиночных датчиков широко обсуждается в текущий момент. Сторонники применения акселерометров рекомендуют уменьшать шаг пикетов приема до интервалов, характеризующихся возможностью использования цифрового группирования на стадии обработки (2,5 – 5 м) (Череповский, 2012). Это, однако, приводит к увеличению в 10 – 20 раз объёма регистрируемой информации при одновременном (правда, единоразовом) удорожании стоимости оборудования в 20 – 30 раз.

Оценка возможностей и технологических путей снижения стоимости акселерометров, а также оптимизация методов расположения одиночных датчиков на площади работ для создания эффекта, наследующего положительные свойства группирования, но избавленного от его недостатков (таких как невозможность адаптации параметров группы в процессе выполнения работ; вероятность подавления отдельных полезных волн и т.п.), представляют собой одно из перспективных направлений исследований. Заметим, однако, что на территории России созданием датчиков упругих волн в промышленных масштабах для нужд нефтегазовой сейсморазведки занимается только одно предприятие – ОЙО Геоспейс (г. Уфа).

Помимо этого, существует общая тенденция к увеличению числа каналов регистрирующих систем с одновременным уменьшением расстояний между пунктами геофизических наблюдений.

Большое распространение в последние годы получили бескабельные (cable-free) и облегченные (cable-less) системы регистрации сейсмической информации, не требующие километров связующих линий. Появление многочисленных разработок бескабельных систем (главным образом, зарубежных) свидетельствует о насущной потребности рынка сейсмических исследований в удобной и надежной системе, позволяющей решить следующие задачи (Емкужев и др., 2013): прокладывать профиль независимо от естественных препятствий, практически везде, где может пройти человек; моделировать приемные системы независимо от длины кабеля – разряжая и уплотняя приемники под решение локальных задач; облегчить процесс расстановки и наладки приемных линий, за счет чего повысить скорость работы. Бескабельные системы могут применяться для регистрации волнового поля в труднопроходимых районах, районах с резкими перепадами рельефа, районах городской застройки и др.

Фирма «Тоталь», рассмотрев десять представленных на геофизическом рынке систем, выбрала две из них для проведения полномасштабных съемок 3D в Уганде и во Франции. За основу были взяты полевые блоки FairfieldZLand. Тестовая система наблюдений предусматривала размещение 37 линий со 109 бескабельными приемниками на каждой из них и последовательную отработку 22 линий из 94 пунктов возбуждения. По мнению экспертов, выполненные работы позволили получить оптимистические результаты по снижению вреда, наносимого окружающей среде, непроизводительным затратам времени и человеческих усилий при проведении работ. Во многих случаях возникает необходимость проведения работ в чувствительных к экологии районах, в которых исключена возможность использования стандартных технических средств сейсморазведки. Так, например, применение бескабельной системы в сочетании с небольшими гидравлическими вибраторами позволяет получить высококачественные материалы и снизить риски в чувствительных экосистемах. В сложнодоступных условиях, сейсморазведка с одиночными источниками и приемниками колебаний в сочетании с бескабельной системой позволяет создать гибкую систему наблюдений, легко адаптируемую к различным условиям проведения работ.

К сожалению, отечественный опыт производства подобных датчиков практически не развит, работы по этому направлению ведутся, главным образом, в СКБ СП (г. Саратов) – система SCOUT. Ограниченность развития данного типа систем связана с существенно возрастающей стоимостью оборудования, а также с необходимостью изменения технологического процесса регистрации (бескабельные датчики имеют встроенное хранилище данных типа накопителя SSD, необходим периодический сбор информации с датчиков, процедура сбора требует значительного ручного труда). Среди основных аргументов против применения бескабельных систем – невозможность оперативного контроля сейсмограмм, т.к. перенос информации осуществляется в соответствии с требованиями технологии раз в несколько дней. В России опробование бескабельных систем начато в режиме опытных работ Оренбургской геофизической экспедицией в 2012 г.

Заметим также, что системы со встроенными радиомодулями и беспроводными сетями передачи информации довольно успешно используются для преодоления эксклюзивных зон (судоходные реки, балки, овраги с резкими берегами), где проложение кабелей невозможно физически.

Проблемы экологии сейсморазведочных работ привели к разработке большого спектра невзрывных источников возбуждения сейсмических колебаний. К ним относятся вибрацион-

ные и импульсные (электроискровые, пневматические и т.п.). По энергии такие источники, конечно, несопоставимы с взрывным воздействием, но они обладают рядом достаточно серьезных преимуществ, как-то дешевизна повторений физических наблюдений, простота и безопасность использования (при соблюдении рекомендуемых заводом-изготовителем требований и выполнении периодических поверок), а для вибрационных источников также возможность управления формой возбуждаемого сигнала. Импульсные источники в настоящее время широко применяются в природоохранных зонах и на территориях жилых массивов; вибрационные – практически везде. На 2012 г соотношение партий, работающих со взрывными и вибрационными источниками, составило примерно 50/50. В России только одна компания занимается разработкой и модернизацией вибрационных установок – ЗАО «ГеоСвип» (г. Москва). В перспективе ожидается дальнейшее увеличение доли работ с вибрационными источниками, вследствие чего разработка новых конструкций и расширение частотного диапазона возбуждаемого сигнала являются крайне актуальными вопросами.

С методической точки зрения работа с виброисточниками позволяет оптимизировать технологию производства полевых работ. За рубежом применяются такие технологии, как перекрывающиеся по времени возбуждения колебаний различными группами вибраторов (slip-sweep), вибрационная сейсморазведка повышенной достоверности (high-fidelityvibroiseis), позволяющие при незначительной (тем не менее, неизбежной) потере качества регистрируемых данных увеличить производительность работ в несколько раз. Отметим, однако, что данные технологии получили распространение, главным образом, в пустынных районах. На территории России вопрос даже незначительной потери качества данных становится очень острым из-за огромного влияния на данные верхней части разреза (см. выше). Основные тенденции развития вибрационной сейсморазведки таковы (Жуков А.П. и др. 2011):

- расширение частотного состава возбуждаемых колебаний в сторону низких и высоких частот;
- повышение производительности работ;
- использование нелинейных искажений вибросейсмических сигналов, возникающих вследствие неидеальности конструкции вибратора, контакта плита-грунт, нелинейности распространения волн в земле, для получения дополнительной информации о геологическом строении;

- совершенствование методики полевых работ с учетом особенностей вибрационной сейсморазведки;
- вибрационная сейсморазведка повышенной достоверности (HFVS).

Использование расширенных в сторону низких частот управляющих сигналов существенно повышает уровень нелинейных искажений и гармоник. Это обосновывает необходимость совершенствования систем управления вибраторами и контроля за их работой. Они должны обеспечивать возможность повышения скорости обработки данных, обеспечивающей оптимизацию параметров управляющего сигнала (усилие и фаза). В этом направлении предлагается до проведения работ проводить моделирование работы систем управления и контроля вибраторов при использовании широкополосных управляющих сигналов с возрастающими на низких частотах амплитудами.

Для систем сбора и регистрации сейсмической информации характерен полный переход на цифровые телеметрические системы, позволяющие вести запись данных на современные носители (накопители на магнитных лентах, накопители на жестких дисках, сетевые хранилища и др.) в режиме on-line, что особенно важно при вибрационном возбуждении колебаний. Пропускная способность определяется свойствами системы (кабельная или бескабельная), а также количеством и типом промежуточных модулей хранения и передачи информации. В России разработка телеметрических станций для нужд структурной и нефтяной сейсморазведки ведется СКБ СП (г. Саратов). Системы синхронизации возбуждения разрабатываются также в ООО «Сибгеофизприбор» (г. Новосибирск).

Можно отметить, что для проведения вспомогательных (инженерных) работ по изучению строения верхней части разреза (микросейсмокартаж, исследования методом преломленных волн), также начинают использоваться телеметрические станции, что приводит к улучшению качества зарегистрированных данных. Методы инженерной геофизики (и сейсморазведки, в частности), используются для расчета статических поправок, а также для прогноза устойчивости зданий и сооружений, возводимых на нефте- и газопромыслах.

С точки зрения контроля качества получаемой информации на современном этапе развития сейсморазведки применяются системы полевой обработки, позволяющие в течение дня после отработки участка площади получить представление о качестве материалов на нескольких уровнях: (1) количественные оценки исходного волнового поля; (2) сейсмические разрезы.

Основные вопросы использования количественных оценок:

- выбор типа сейсмограмм для проведения оценивания (необработанные, после полосовой фильтрации, после восстановления амплитуд и т.п.). Так, показано (Закариев и др. 2007), что результаты анализа обработанных и необработанных сейсмограмм при вибросейсмических наблюдениях могут привести к радикально отличающимся выводам;
- комплексирование оценок, полученных по подборкам ОПВ, ОПП, ОСТ для учета не зависящих от технологии производства работ факторов.

Конечно, полевая обработка не сопоставима по качеству с обработкой на стационарном вычислительном центре, но перед ней и не стоят динамические и миграционные задачи, требующие участия большого числа специалистов. Отметим, однако, что существуют уже отдельные примеры передачи полевых данных на вычислительные центры при помощи интернет-технологий. Небольшая распространенность этих примеров связана, в основном, с удаленностью площадей проведения работ от базовых станций и технологических центров, а также с высокой стоимостью и сравнительно небольшой пропускной способностью (на передачу информации) спутниковой интернет-связи. Объем трафика, генерируемого сейсмопартией, достаточно велик. Одна сейсмограмма 3D занимает обычно от 10 до 30 Мб дискового пространства, производительность партии – 100 – 300 физических наблюдений в день, что, вкуче со вспомогательной информацией, образует 1 – 9 Гб данных. Для передачи сейсмических данных в связи с их особенностями не подходят стандартные алгоритмы архивации (RAR, 7Zip, ZIP и др), что формирует задачу сжатия данных без потери качества, для которой в настоящее время нет удобного и доступного решения. Ряд алгоритмов предложен западными компаниями (например, Gedco), но является проприетарным и неустойчивым с точки зрения восстановления исходной информации.

Прогнозы на ближайшую (10 лет) и долгосрочную (25 лет) перспективы в области методики полевых работ в настоящее время отличаются лишь количественным аспектом (расстояния между пунктами геофизических наблюдений), качественный скачок в области техники и аппаратуры не ожидается. Основное развитие методы сейсморазведки получают в области обработки и интерпретации сейсмической информации, что связано с изначально заложенной в метод общей средней точки избыточностью данных, так что практически любое изменение методики может рассматриваться как подмножество уже известного множества систем наблюдений ОСТ.

Методика обработки.

Обработка данных сейсморазведки представляет собой комплекс процедур, направленных на выделение сигналов полезных – отраженных (и дифрагированных) волн на фоне поля волн-помех и микросейсмического шума, создаваемого окружающей средой. В настоящее время обработка достаточно стандартизирована, основы ее определяются методом полевых исследований, а подавляющее большинство работ ведется по методу ОСТ, предложенному в 1960-х гг. После ввода в общепринятые графы процедур миграции до суммирования, получивших распространение в конце 1980 – начале 1990-х гг в связи с быстрым развитием вычислительной техники и удешевлением машинного времени, происходит, главным образом, доработка существующих алгоритмов и разработка процедур оптимизации данных для параллельных (кластерных) вычислений.

Вышеуказанная стандартизация процедур произошла для обработки продольных (P) монотипных волн. Считается, что поперечные (S) монотипные волны могут обрабатываться по тому же графу без существенного изменения последовательности и типа процедур. Вместе с тем для многокомпонентных данных (PS, SP, PSP и более сложные волны) разработаны только отдельные процедуры (такие как асимптотическое бинирование, специальный скоростной анализ и др.). Данные обменных волн характеризуются более сложной волновой картиной в связи с существенно большим поглощением энергии обменной волны в процессе ее распространения и асимметрией хода луча. Создание методологии и алгоритмов обработки многокомпонентных данных, повышение надёжности выделения обменных волн, создание единого графа обработки обменных волн представляются актуальной задачей в долгосрочной перспективе.

Распространение широко- и полноазимутальных систем наблюдений привело к необходимости учета азимутальности в процессе обработки. Если в начале - середине 1990-х гг обработка 3D-данных отличалась от обработки 2D-данных только процедурой бинирования, а остальной граф формировался, главным образом, потрассными процедурами, едиными для любого вида входных данных, то с 2000-х гг наблюдается существенное увеличение доли поверхностно-согласованных и многоканальных процедур, учитывающих площадное распределение геофизических параметров в соответствии с четырехфакторной моделью (фактор источника, фактор приемника, фактор удаления, геологический фактор), что позволяет провести обработку с сохранением амплитуд; кроме того, некоторое развитие получил скоростной анализ в его азимутальной модификации. Данные азимутального скоростного анализа могут использоваться для прогноза наличия и влияния анизотропии в изучаемых пластах (для сред

с горизонтальной и наклонной осями симметрии – т.н. НТИ и ТТИ) в комплексе с данными ВСП и ГИС. Особое внимание данный вопрос получает при изучении карбонатных коллекторов со сложной системой порового пространства, т.к. позволяет определить системы ориентации трещин.

Всегда актуальным остается решение задачи учёта влияния верхней части разреза на сейсмические данные (априорные и корректирующие статические поправки, замещение слоя). Несмотря на большое число исследований и публикаций как в отечественной, так и в зарубежной литературе, эту задачу нельзя считать однозначно решенной и решаемой. Разнообразие приповерхностных условий приводит к необходимости наличия целого арсенала методов определения их влияния на сейсмические данные. Задача остается критически важной, т.к. неучет или недоучет статики может привести к некорректному истолкованию волновой картины сейсмического разреза.

Как уже отмечалось, качественного улучшения волновой картины с точки зрения соответствия ее реальной геологической среде удалось достичь вводом и применением процедур миграции до суммирования. Пик исследований по миграционной тематике приходится на начало 2000-х гг. В настоящее время ведутся исследования по сохранению соотношения амплитуд в результате процедуры миграции, а также по оптимизации трехмерных миграционных алгоритмов.

Учет анизотропии среды при миграции также представляет собой достаточно актуальную задачу, т.к. пересчет волнового поля в глубинную мигрированную область подвержено существенному влиянию скоростной модели среды. Соответствующие исследования ведутся в России в институте геофизики СО РАН (г.Новосибирск) и Новосибирском университете, ОАО «Центральная геофизическая экспедиция» (г.Москва).

Отдельное направление исследований представляет решение прямой задачи сейсморазведки (установление волновой картины по известной геологической модели) для обеспечения корректности решения обратной задачи (определение конфигурации и свойств геологических границ распределения упругих параметров по разрезу).

Отдельно стоит отметить прогресс регистрации и обработки данных в области морской сейсморазведки. Мы наблюдаем здесь бум новых технологий призванных расширить спектр сейсмического сигнала и облегчить борьбу с помехами.

Достаточный интерес в долгосрочной перспективе направлен на разработку программно-алгоритмических средств и методики обработки данных 4D-сейсморазведки, т.к. основ-

ная цель данной обработки заключается в получении не целостного, а разностного изображения земных недр для отслеживания изменений, происходящих с пластами-коллекторами и сейсмичностью района в процессе эксплуатации месторождения, что предполагает предельно тщательную обработку с сохранением амплитуд и частот при неоднократно повторяющейся геометрии съёмки (Calvert 2005).

Методика интерпретации.

Последние достижения в области полевых сейсмических работ, обработки данных и построения сейсмических изображений оказали значительное влияние на интерпретацию сейсмических материалов. В настоящее время качество сейсмических данных позволяет проводить прогноз литологии (Avseth et al. 2001, 2003, 2005) и трещиноватости (Sava et al. 2002, Ruger et al. 1995), определять пластовый флюид (Avseth et al. 1998), оценивать пористость и давление (Sayers 2010). Эти успехи, прежде всего, связаны с достижениями в области решения обратных задач (инверсия сейсмических данных) и петроупругого моделирования (rock physics modeling). Мы считаем, что данные направления продолжают активно развиваться в будущем и найдут новые области применения в свете новых вызовов, возникающих перед нефтяной и газовой промышленностью.

В современных комплексных проектах по разведке и разработке нефтегазовых месторождений используют сейсмические атрибуты, которые напрямую могут быть связаны с тремя ключевыми параметрами: скорость продольных волн ( $V_p$ ), скорость поперечных волн ( $V_s$ ) и плотность ( $\rho$ ). К таким атрибутам относятся AVO-атрибуты R (интерсепт) и G (градиент), которые характеризуют границу раздела упругих свойств, и пластовые атрибуты - импедансы, как результат амплитудной сейсмической инверсии. Преобразование сейсмических волновых полей в разрезы и кубы импедансов является одним из ключевых этапов динамической интерпретации.

Отметим основные преимущества сейсмической инверсии по сравнению с использованием атрибутов волнового поля (Latimer et al. 2000):

- 1) результаты сейсмической инверсии являются количественной характеристикой и представляют произведение скорости на плотность (импеданс):  $V_p \cdot \rho$  - акустический импеданс,  $V_s \cdot \rho$  - сдвиговый импеданс.
- 2) импеданс - это свойство горной породы и он может быть получен из различных источников: сейсмические наблюдения, ГИС, лабораторные измерения.



3) импеданс - это свойство пласта, которое является связующим звеном между скважинными и сейсмическими данными.

4) разрезы и кубы импедансов - объект междисциплинарного изучения для специалистов из разных областей геонаук: геофизиков, геологов, петрофизиков, инженеров-разработчиков.

Задачу инверсии сейсмических данных можно рассматривать как детерминистическую или стохастическую задачу. Результатом любой детерминистической инверсии является единственная, гладкая модель упругих свойств, которая удовлетворяет сейсмическим данным и априорным ограничениям. Данный вид инверсии уже давно является производственным стандартом и обязательно используется в проектах по прогнозу коллекторских свойств. D. Hampson в статье (Hampson 1991) сформулировал одну из важных проблем детерминистической инверсии: когда у нас есть подходящая модель упругих свойств, которая удовлетворяет сейсмическим данным, откуда мы знаем, что нет другой модели, которая подходила бы с тем же успехом? В действительности, существует множество таких моделей. Подытожим это положение тем, что проблема сейсмической инверсии состоит в неоднозначности. Неоднозначность означает, что различные геологические условия могут вызывать одинаковый сейсмический отклик, более того неоднозначность будут усугублять неучтенные фазовые погрешности, отсутствие низких частот и наличие шума в сейсмических данных. Также детерминистические методы не позволяют вероятностно оценить величину неоднозначности. Неоднозначность восстановления акустических и упругих параметров в дальнейшем может отразиться на результатах интерпретации и привести к неправильным геологическим выводам.

Другой подход для прогноза коллекторских свойств связан с применением геостатистических методов прогноза (Dubrule 2003), в том числе и стохастической инверсии. Первые примеры использования геостатистики в нефтяной промышленности можно отнести к 80-м годам XXвека. Но по-настоящему производственной технологией геостатистика начинает становиться только сейчас.

Подстохастической геостатистикой понимают группу методов, результатом работы которых является множество реализации (симуляций) свойств изучаемого объекта, так в частности цель геостатистической инверсии заключается в создании реализаций акустического импеданса, обусловленных сейсмическими и скважинными данными. Для стохастической инверсии подбирается и используется ряд статистических параметров, которые не требуются для детерминистической инверсии, прежде всего это вариограммы: горизонтальные и вертикальные, которые позволяют учесть пространственную связанность упругих свойств. Резуль-

татом работы инверсии является множество реализаций импедансов высокого разрешения. К основным преимуществам геостатистических методов можно отнести: возможность напрямую использовать петроупругие модели для трансформации упругих свойств в коллекторские, при этом можно получить вероятностную оценку прогнозных свойств и уменьшить неоднозначность интерпретации. Геостатистический подход предоставляет возможность совместного использования информации разных масштабов (геология, сейсмика, ГИС) и объединения ее в виде единой 3D цифровой геологической модели. По мнению ведущих специалистов в области геостатистики (Dubrule 2003, Doyen 2007) в ближайшее время следует ожидать дальнейшее развитие методов. Основные направления будут связаны с наполнением моделей большим геологическим смыслом, новыми способами обработки многих реализаций, повышением быстродействия алгоритмов, что в итоге позволит не только быстро создавать сложные геологические модели, но и быстро проводить их обновление. Все это должно привести к росту использования геостатистических технологий на различных этапах разведки и разработки месторождений.

На сегодняшний день прогноз коллекторских свойств выполняется в виде двухшаговой процедуры: сначала проводят восстановление упругих параметров, с помощью методов инверсии сейсмических данных, а затем трансформируют их в коллекторские свойства. Но уже сейчас есть единичные примеры, выполненные в рамках научных проектов, по непосредственному прогнозу петрофизических свойств из сейсмических данных (петрофизическая инверсия) (Doyen 2007). Возможно, в ближайшие годы эта технология появится в виде коммерческого продукта.

Независимо от вида инверсии (детерминистическая или стохастическая) алгоритм решения обратной задачи основан на расчете синтетических волновых полей. В любом коммерческом программном обеспечении эта процедура реализована в виде сверточной модели, что является значительным упрощением реальной физики распространения сейсмической волны в геологической среде. Будущие усовершенствования мы связываем с использованием полноволнового моделирования на основе решения волнового уравнения и использования в инверсии всех типов волн (Boschet al. 2010, Vachrachel al. 2004). В академических кругах данный вид инверсии получил название полноволновой инверсии (full-waveform inversion), и является сейчас актуальной областью исследования. Причем теоретические основы для данного вида инверсии были разработаны А. Тарантола еще в 80-х годах прошлого века. Применение пол-

новолновой инверсии позволит получать геологические модели качественно нового уровня, не только упругие и изотропные, а анизотропные, вязкоупругие, пороупругие.

При всех положительных сторонах результатов сейсмической инверсии, импеданс зависит от многих геологических параметров: толщины пластов, литологии, пористости, эффективного давления, насыщения. Даже совместное использование пары акустический - сдвиговый импеданс не всегда может принести успех. Поэтому определяющими для количественной сейсмической интерпретации будут являться обоснованные методы и алгоритмы работы с упругими свойствами, основанные на использовании максимума априорной информации.

Упругие свойства, полученные в результате сейсмической инверсии используют для оценки и прогноза всевозможных свойств, начиная от пористости терригенных коллекторов и заканчивая геомеханическими свойствами битуминозных глин и трещиноватых карбонатов. Связь между упругими атрибутами и прогнозными параметрами может быть установлена только методами петроупругого моделирования (rockphysicsmodeling), которые в настоящее время становятся очень актуальными (см. рис. Е.1.3 – число публикаций по данной тематике в ведущем геофизическом журнале). Для практики сейсмической интерпретации особое значение имеет установление связи между этими разномасштабными измерениями.

Петроупругое моделирование можно определить как исследование связей между петрофизическими свойствами горных пород (литология, пористость, проницаемость, тип насыщения, поровое давление, анизотропия, трещиноватость, и.т.д) и скоростями продольных, поперечных волн, а также их поглощающими свойствами, полученными из сейсмических наблюдений, ГИС и лабораторных измерений. Петроупругое моделирование (или физика горных пород) является быстро развивающейся областью геофизики со множеством направлений и сфер исследований: от изучения фильтрации флюида в масштабе пор до прогноза сейсмического отклика сложнопостроенных коллекторов.

Благодаря активному внедрению методов петроупругого моделирования в практику сейсмической интерпретации, прогноз коллекторских свойств становится количественным, это прежде всего связано с использованием петроупругих моделей и моделированием сейсмического отклика (AVO - modeling) (Avsethetal. 2005).

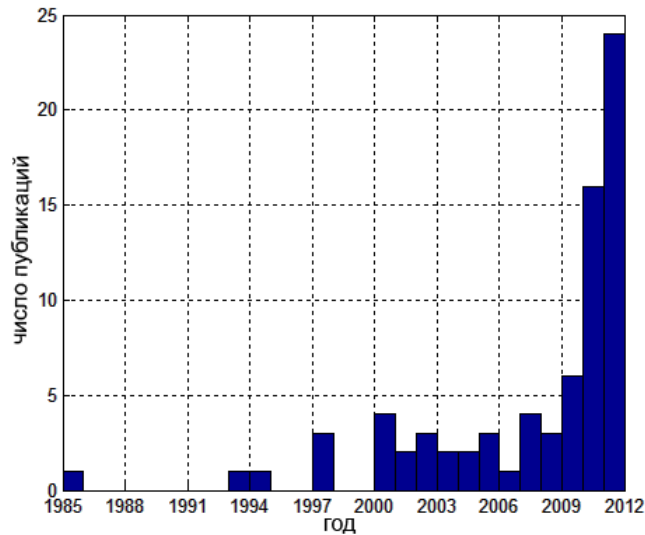


Рисунок Е.1.3 - Количество статей посвященных методам физики горных пород и их применению в журнале "Geophysics" с 1985 по 2012 г.

Большое количество петроупругих моделей было разработано за последнее время. На практике широкое распространение получили две группы теоретических изотропных моделей: модели контактов (гранулярные) и модели включений. Первые активно используются для моделирования терригенных пород, вторые больше подходят для описания низкопористых карбонатов, а также битуминозных глин. Обе группы моделей могут быть совмещены с теорией Гассмана для заполнения порового пространства флюидами. Петроупругие модели являются связующим звеном в понимании геологических процессов, микроструктуры горных пород и геофизических измерений. Но следует учитывать, что количество входных петрофизических свойств для таких моделей, как правило больше, чем выходных упругих параметров, что делает задачу прогноза коллекторских свойств по сейсмическим данным недоопределенной, поэтому прогноз коллекторских свойств с использованием физики горных пород следует дополнить статистическими методами, которые позволяют учесть не только недоопределенность поставленной задачи, но и литологическую изменчивость пород-коллекторов, а также неоднозначность результатов детерминистической инверсии, данное направление получило название статистическая физика горных пород (*statistical rock physics*) (Boschet al. 2010, Takahashi 2000).

Дальнейшее развитие петроупругого моделирования будет происходить при тесном взаимодействии с теорией эффективных средств (Mavko et al. 2009) и геостатистическими методами. Основными прикладными областями будут являться сложные, неоднородные коллектора: карбонаты, глинистые сланцы. Особое значение для нашей страны имеют карбонат-

ные породы, которые при сложной микроструктуре порового пространства и большой жесткости минерального скелета являются перспективными коллекторами.

В настоящее время в России и за рубежом становится очень актуальной вычислительная физика горных пород (computational rock physics, digital rock physics). Основная задача данного направления это численные симуляции естественных процессов в поровом пространстве горных пород с целью оценки транспортных (пористость, проницаемость, электрическая проводимость) и упругих свойств (Dvorkin et al. 2011). Данная область геофизики сопряжена как с современными лабораторными измерениями (3D компьютерная томография), так и с численными симуляциями, требующих значительных вычислительных ресурсов (решение уравнений Навье-Стокса, МКЭ). Данные методы открывают новые возможности в изучении горных пород, (например, проведение виртуальных экспериментов над образцами горных пород) которые повлияют на работу геологов, геофизиков и инженеров по резервуару. Но с появлением новых возможностей, появляются и новые вопросы. Физические эксперименты проводятся на образцах горных пород, которые имеют масштаб сантиметров, виртуальные эксперименты работают с образцами размер которых измеряется первыми миллиметрами. Неудивительно, что многие исследователи находят несоответствия при различных способах измерений. Возникает вопрос как соотнести свойства, полученные при измерении на множестве образцов керна со свойствами пласта коллектора в целом. Вопрос загрубления (upscaling) свойств продолжает оставаться актуальным при работе с различными масштабами: керн и ГИС, ГИС и сейсмика.

### **Е.1.2 Комплексирование геофизических методов**

Одним из наиболее эффективных способов повышения качества геолого-геофизической информации является комплексирование различных геофизических методов и разработка технологий совместной регистрации, обработки и интерпретации сейсмических и несейсмических полей (Dell'Aversana P., 2014).

При нефтегазопроисковых работах на шельфе наиболее перспективным выглядит тандем сейсмических и электромагнитных исследований (ЕМ), так сейсмика позволяет построить детальную структурную модель месторождения, а ЕМ ранжировать жидкости (вода-нефть-газ) по степени электропроводности. Итоги первых морских электромагнитных (ЕМ) исследований, проанализированные компанией EMGS, продемонстрировали удивительный результат: коэффициент успешности бурения при использовании материалов ЕМ возрос

со стандартных 25-35% (достигнутых исключительно на основании сейсмических исследований) до 50-70%, (рисунок Е.1.4.) что породило бум морских EM работ в мире.

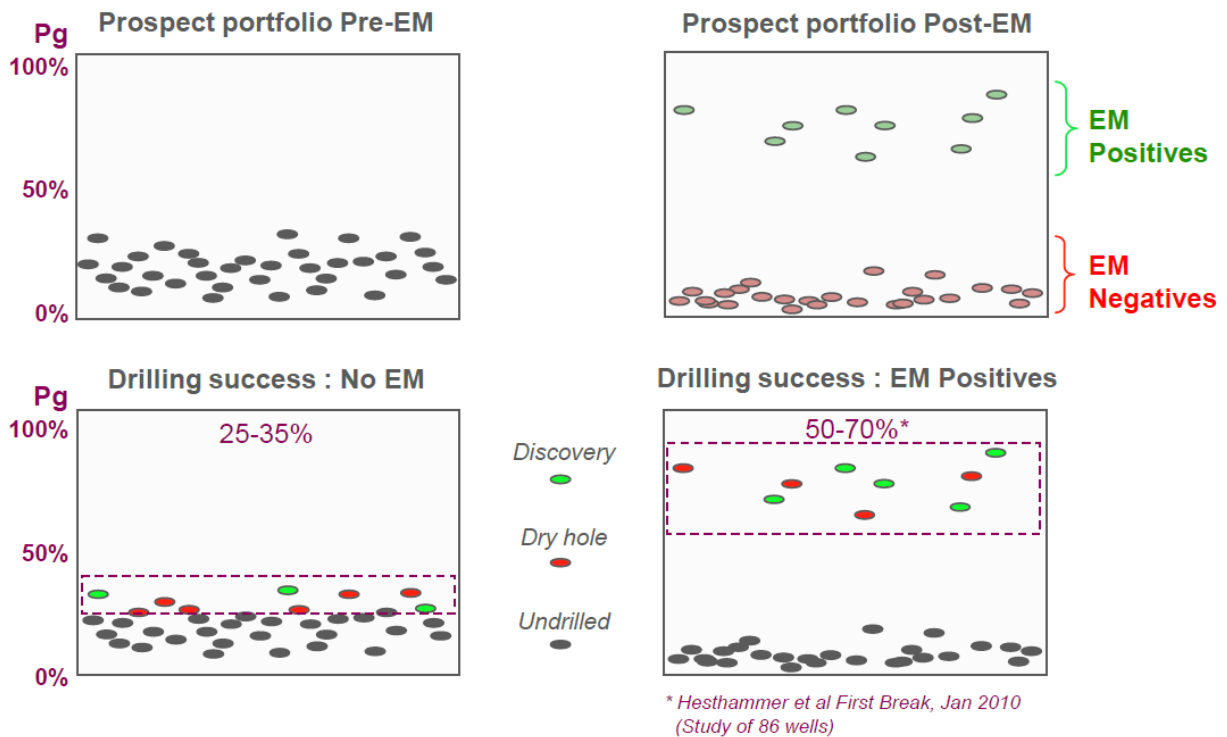


Рисунок Е.1.4 - Коэффициент успешности бурения с и без использования электромагнитных методов поиска.

В отличие от отечественной литературы, в англоязычной литературе существует устоявшийся термин для ведущего метода морской электроразведки - Controlled-SourceElectroMagnetics (CSEM). Под CSEM понимается диполь-дипольное электромагнитное зондирование на морском дне в частотной области в широком диапазоне разностей (0,5-15 км) и узком диапазоне частот. Строго говоря, название CSEM было использовано несколько ранее для обозначения наземных многоразностных многочастотных измерений на суше. Поэтому иногда встречается название Marine CSEM (MCSEM). Также в литературе можно встретить названия frequency-domain CSEM (fCSEM) и time-domain CSEM (tCSEM). Первая является эквивалентом CSEM, вторая обозначает зондирование становлением поля. Существует

также коммерческое название Sea-BedLogging (SBL), принадлежащее крупнейшему на рынке оператору – норвежской компании Electromagnetic Geoservices ASA (сокращённо EMGS).

Изначально CSEM разрабатывался для глубоководных зондирований, когда верхнее (водное) полупространство является более проводящим, чем нижнее (Земля). В этом случае, ЭМ поле распространяется преимущественно через породы Земли, испытывая индукционное затухание на трассе источник-приёмник, т.н. горизонтальный скин-эффект. Главным зондирующим фактором в этом случае является разнос, но основную информацию несёт индукционная составляющая. Это дало основание называть эти зондирования донными частотными зондированиями (ЧЗ). Вместе с тем при малой глубине моря усиливается вклад первичного поля, проникающего в точку наблюдения через близко расположенное воздушное непроводящее полупространство, которое маскирует влияние пород разреза. Для борьбы с этим явлением, который получил название эффекта «воздушной волны» (airwave), необходимо понизить частоту возбуждающего поля для ослабления роли индукционной моды. В этом случае название донные частотные зондирования уже не кажется подходящим. При этом оказывается, что на мелководье (мельче 200-300 м) возбуждение выгоднее осуществлять приповерхностным источником. В таком варианте, эта разновидность измерений становится неотличимой от описанных выше геометрических зондирований. В англоязычной литературе такие мелководные измерения также называются CSEM. Исходя из вышесказанного и не претендуя на общность, в данной работе все работы по указанной технологии (зондирования в широком диапазоне разносов и узком диапазоне частот с автономными донными регистраторами) вне зависимости от глубины моря называются геометрическими зондированиями, и, таким образом, являются эквивалентом CSEM.

Морские геометрические зондирования применяются на поисковой стадии геолого-разведочных работ для снижения рисков бурения структур, оконтуренных сейсморазведкой. Главным поисковым признаком являются зоны повышенного УЭС, которые, в условиях низкоомных морских разрезов, служат индикаторами наличия УВ. Присутствие УВ в поровом пространстве снижает водонасыщенность и повышает удельное электрическое сопротивление (УЭС) горных пород (ГП), в результате чего крупные коммерчески значимые скопления УВ могут быть выявлены измерениями с поверхности.

В последние годы увеличивается количество работ на малых глубинах (от первых метров до первых сотен метров). Существующие в настоящее время методики электромагнитного зондирования мелководья основаны либо на адаптации классических глубоководных гео-

метрических зондирований с автономными донными приёмными станциями, либо на использовании буксируемых систем, в том числе с измерением неустановившегося. К недостаткам первого направления относятся высокая стоимость оборудования (в т.ч. специализированных судов) и невозможность работать при глубинах моря менее 30-50 м. Буксируемым системам присущ высокий уровень шумов, а также ограничения, накладываемые осадкой судна-источника и изрезанностью береговой линии.

Одной из основных проблем комплексирования сейсмических и ЕМ данных является методика независимой регистрации и обработки этих материалов. В настоящее время сейсмические и ЕМ регистрируются и обрабатываются независимо и комплексуются только на этапе интерпретации. Более корректным подходом является, во-первых, совместная инверсия сейсмических и ЕМ данных на этапе обработки, разработка методики комплексной интерпретации, основанной петро-упругом и петро-электрическом моделировании, а в более удаленной перспективе – создание универсальной сейсмо-электромагнитной регистрирующей станции. Если по первым двум проблемам (совместной инверсии и интерпретации) уже появились первые публикации в международных журналах (Hoversten, G. M. И др., 2006, Dell'Aversana P., 2014), то примеры поиска удачных решений по созданию универсальной сейсмо-электромагнитной станции в открытой печати пока отсутствуют. В настоящее время в связи с миниатюризацией и интеграцией систем и средств сбора геофизической информации проблема взаимовлияния первичных преобразователей физических полей, размещенных в непосредственной близости друг от друга, выступает на один из первых планов. Близость расположения датчиков, а также схожие принципы преобразования сигналов в электрический сигнал, а зачастую, и возможность регистрировать несколько физических полей одним первичным преобразователем выводят указанную проблему в число актуальных, требующих обязательного решения. Необходима разработка комплексной системы поиска и разведки месторождений сейсмическими и электромагнитными методами в шельфовой зоне Арктики, которая позволит оптимизировать стоимость морских полевых работ за счет одновременного выполнения сейсмических и электромагнитных наблюдений и получать более достоверные геологические модели среды за счет одновременной обработки и интерпретации сейсмических и электромагнитных данных. Решение данной задачи позволит повысить коэффициент успешности поискового бурения на 10-15% и проводить эффективную разработку месторождений меньшим числом скважин.



Методы потенциальных геофизических полей при разведке нефтегазоперспективных площадей имеют вспомогательное значение и используются всегда в комплексе с сейсморазведкой. Идея, заложенная в основу гравиметрии, заключается в появлении аномальной структуры геофизического поля над объектами, представляющими потенциальный интерес для поисков и разведки нефти и газа.

Основные задачи, решаемые данными методами на основе разделения регистрируемого поля на нормальную (фоновую) и аномальную составляющие, можно свести к следующим:

- изучение особенностей строения осадочного чехла и фундамента;
- выявление и трассирование дизъюнктивных дислокаций средней и большой амплитуды;
- мониторинг межскважинного и околоскважинного пространства на подземных газохранилищах;
- выявление и изучение соленосных, рифовых, эпигенетических и других аномальных объектов.

Отметим, что из-за интегрального характера измеряемого поля, влияния рельефа, приповерхностных масс точность прогноза по результатам исключительно гравиметрии низкая.

В то же время объединение структурных карт, построенных по данным сейсморазведки, и карт гравитационных аномалий способно принести новую информацию о геологическом строении недр, в т.ч. выявить месторождения-сателлиты.

По результатам анализа материалов высокоточной гравirazведки на известных месторождениях и залежах УВ, был установлен ряд закономерностей (Михайлов и др. 2005, Костицын 2005):

- месторождениям и залежам УВ в гравитационном поле соответствуют характерные локальные отрицательные аномалии, при этом контуры локальных аномалий, в целом, соответствуют внешним контурам залежей;
- величина амплитуды локальных аномалий может до некоторой степени служить индикатором прогнозных запасов углеводородов.

Указанные закономерности позволяют дать обоснование использования гравirazведки в качестве вспомогательного метода – на основе корреляции со структурным и динамическими факторами, выделяемыми иными геофизическими методами.

Современная аппаратура с погрешностями определения поля силы тяжести в  $\pm(0.03-0.05)$  мГал на суше и в  $\pm(0.08-0.13)$  мГал на шельфах морей позволяет решать очень тонкие

геологические задачи на нефть и газ, т.к. эффекты от залежей УВ зависят, в основном, от их запасов и составляют в среднем - минус (0.2-0.4) мГал.

Разработаны и методические приемы гравиметрических съемок, которые позволяют достигать высокой степени достоверности и надежности материалов. Важно соблюдать несколько условий:

- прямолинейность и параллельность профилей;
- ортогональная сеть профилей;
- соответствие масштаба съемки размерам поискового объекта;
- гравиметрические профили должны выходить в нормальное поле силы тяжести, т.е. за пределы аномалиеобразующего объекта.

Работы гравимагнитометрическими методами в России ведет большое число организаций (Аэрогеофизика, Аэрогеология, Нижневолжский НИИГГ, ЗапСибНИИГГ, ЗАО «Гравиразведка», институты РАН и др.). В то же время отметим, что практически все исследования ведутся на импортном оборудовании. В связи с этим становится актуальной задача возрождения и совершенствования отечественного производства гравиразведочной и магниторазведочной аппаратуры.

## **Заключение**

Подводя итог изложения сложившейся ситуации в области геолого-геофизических исследований на суше, выполняемых по заказу нефтегазовых компаний отметим следующее:

1. Развитие систем регистрации и приема полевых сейсмических данных будет идти количественным путем: увеличение количества датчиков, плотности и азимутальности съемки и т.п. Основную роль при этом будут играть зарубежные производители геофизического оборудования. Развитие алгоритмов обработки данных будет происходить прежде всего с учетом возрастающего объема регистрируемой информации с целью повышения качества сейсмических изображений в сложных геологических условиях.
2. При изучении сложнопостроенных природных резервуаров особую роль начинает играть комплексная интерпретация разномасштабных геолого-геофизических исследований на основе математической модели коллектора. Данный подход позволяет обосновать прогноз литологии, структуры порового пространства и типа флюида по сейсмическим данным. Прогресс в этой области прежде всего связан с развитием теоретических представлений в области пет-

роупругого моделирования (rockphysics), развитием высокоточных устройств изучения образцов горных пород на разных масштабах.

3. Развитие методов геофизических исследований скважин связано с созданием сканирующих зондов, позволяющих изучать азимутальное строение околоскважинной среды, выполнять измерения в процессе бурения (logging-while-drilling).

### **Литература к разделу Е.1**

1. Белоусов А.В., Закариев Ю.Ш., Мусагалиев М.З., Плешкевич А.Л., Цыпышев Н.Н. Актуальные вопросы оптимизации геометрии 3D сейсмических наблюдений, 2007 // Геофизика №3.
2. Блюменцев А.М., Мельчук Б.Ю. К вопросу о качестве геофизических технологий, 2012 // Приборы и системы разведочной геофизики №39.
3. Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б. Сейсморазведка с вибрационными источниками, 2011. Тверь, ГЕРС.
4. Закариев Ю.Ш., Марутян В.Г., Мусагалиев М.З., Плешкевич А.Л., Рябов В.Ю., Рябошапка С.М., Цыпышев Н.Н. Основные факторы, влияющие на качество данных полевых сейсмических наблюдений, и способы его оценки, 2007 // Геофизика №3.
5. Костицын В.И. Применение гравиразведки при поисках нефти и газа в условиях Крайнего Севера, 2005 // Современные наукоемкие технологии №1.
6. Кузнецов В.М. Что нужно ожидать от многоволновой сейсморазведки, 2009 // Приборы и системы разведочной геофизики, №30.
7. Куколенко О.В., Селезнев В.А., 2011 // Приборы и системы разведочной геофизики №35
8. Михайлов И.Н., Рябиков Ю.К. Гравиразведка на нефть и газ, 2010 [Электронный ресурс] - [neftekip.com](http://neftekip.com)
9. Михеев С.И., Постнова Е.В. Технологические аспекты эффективности и успешности геологоразведочных работ на нефть и газ, 2005 // Приборы и системы разведочной геофизики №34
10. Череповский А.В. Сейсморазведка с одиночными приемниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съемок, 2012, М.: EAGE

11. Шнеерсон М.Б., Жуков А.П., Белоусов А.В. Технология и методика пространственной сейсморазведки, 2009. М.: Спектр.
12. Avseth, P., Flesche, H., and van Wijngaarden, A.-J., 2003, AVO classification of lithology and pore fluids constrained by rock physics depth trends. *The Leading Edge*, 22, pp. 1004-1011.
13. Avseth, P., Mukerji, T., Jorstad, T., Mavko, G., and Veggeand, T., 2001, Seismic reservoir mapping from 3-D AVO in a North Sea turbidite system. *Geophysics*, 66, pp. 1157-1176.
14. Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, M., and Veggeand, T., 1998b, Statistical discrimination of lithofacies from pre-stack seismic data constrained by well log rock physics. Application to a North Sea turbidite system. *Soc. Expl. Geophys. 68th Ann. Mtg, Expanded Abstracts*, pp. 890-893.
15. Avseth, P., T. Mukerji, and G. Mavko, 2005, *Quantitative seismic interpretation: Applying rock physics tools to reduce interpretation risk: Cambridge Univ. Press*
16. Bachrach, R., Beller, M., Liu, C. C. et al., 2004, Combining rock physics analysis, full waveform prestack inversion and high-resolution seismic interpretation to map lithology units in deep water: A Gulf of Mexico case study. *The Leading Edge*, 23, pp.378-383.
17. Bosch M., Mukerji T., Gonzalez E. 2010 Seismic inversion for reservoir properties combining rock physics and geostatistics. *Geophysics*, 75, pp.75A165-75A176
18. Calvert R., 2005, *Insights and Methods for 4D Reservoir Monitoring and Characterization: SEG, DISC*.
19. Doyen, P. M., 2007, *Seismic reservoir characterization: An earth modeling perspective: EAGE Publications*.
20. Dubrule, O., 2003, *Geostatistics for seismic data integration in earth models: SEG*.
21. Dvorkin J., Derzhi N., Diaz E., Fang Q. 2011 Relevance of computational rock physics. *Geophysics*, pp.76E141-E153
22. Hampson D., 1991, *AVO inversion, theory and practice: The Leading Edge*, 10, pp. 39-42
23. Latimer, R.B., Davison, R. and Van Riel, P. 2000 *Interpreter's guide to understanding and working with seismic derived acoustic impedance data. The Leading Edge*, 19, 3, pp. 242-256.
24. Mavko, G., Mukerji, T., and Dvorkin, J., 2009, *The Rock Physics Handbook. Cambridge: Cambridge University Press*.
25. Ruger A. and Tsvankin I. 1995. Azimuthal variation of AVO response for fractured reservoirs. 65th SEG meeting, Houston, *Expanded Abstracts*, pp. 1103–1106.

26. Sava, D. C., Florez, J. M., Mukerji, T., Mavko, G., 2002, Seismic fracture characterization using statistical rock physics: James Lime reservoir, Neuville field, 72nd Ann. Int. SEG Meeting, Salt Lake City, UT, Expanded Abstracts, pp.1889-1892.
27. Sayers C. Geophysics Under Stress: Geomechanical Applications of Seismic and Borehole Acoustic Waves (SEG/EAGE DISC 2010)
28. Takahashi, I., 2000, Quantifying information and uncertainty of rock property estimation from seismic data: Ph.D. dissertation, Stanford Univ.
29. Dell'Aversana P., Integrated Geophysical Models - Combining Rock Physics with Seismic, Electromagnetic and Gravity Data, EAGE Publications bv, 244 pages, 2014
30. Электротомография методом сопротивлений и вызванной поляризации. Бобачев А. А., Горбунов А.А., Модин И.Н., Шевнин В.А. Приборы и системы разведочной геофизики. 2006, N02, 14-17
31. Jonny Hesthammer, AristofanisStefatos and Susanne Sperrevik - CSEM efficiency – evaluation of recent drilling results First Break volume volume 30, June 2012

## **Е.2 ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ**

За последние 10 лет добыча нефти и газа стабилизировалась, а проходка в бурении выросла более чем в два раза. В 2013 году объём бурения на нефть и газ составил более 20 млн. м проходки. Известно, что для поддержания добычи углеводородного сырья на установившемся уровне необходимо постоянно увеличивать количество работающих скважин. При этом следует учитывать рост глубин новых скважин и соответствующее усложнение условий бурения. Открытие новых месторождений нефти и газа также требует проведения значительного объёма буровых работ, как при разведочном бурении, так и при строительстве эксплуатационных скважин.

Увеличение технико-экономических показателей строительства нефтегазовых скважин возможно при условии активного внедрения инновационных буровых технологий, которые были разработаны и представлены за последние годы.

### **Е.2.1 Буровые долота**

Значительный рост показателей буровых работ в последнее время связан с широким внедрением в практику бурения безопорных долот с алмазно-твёрдосплавными резцами PDC

(рисунок Е.2.1). Эти долота впервые появились за рубежом, а в начале XXI века их производство было освоено и российскими предприятиями: ОАО «Волгабурмаш», ООО «Буринтех», ЗАО «УДОЛ» и др.



Рисунок Е.2.1 - безопорных долот с алмазно-твёрдосплавными резцами PDC

Применение долот PDC позволило многократно увеличить проходку на долото. Например, одним долотом PDC можно пробурить несколько скважин в Западносибирском регионе, в то время как ранее на бурение такой же скважины требовалось от 5 до 10 шарошечных долот.

Сегодня относительный объём бурения долотами PDC составляет более 70%.

## **Е.2.2 Гидравлические забойные двигатели**

Эффективная работа высокопроизводительных долот PDC невозможна без использования высокомоментных гидравлических забойных двигателей (рисунок Е.2.2). Кроме того, забойные двигатели необходимы для обеспечения проектного профиля наклонных и горизонтальных скважин. Такие двигатели созданы и выпускаются российскими предприятиями ОАО «Кунгурский машзавод», ООО «ВНИИБТ-БИ», ООО «Радиус-Сервис» и др.

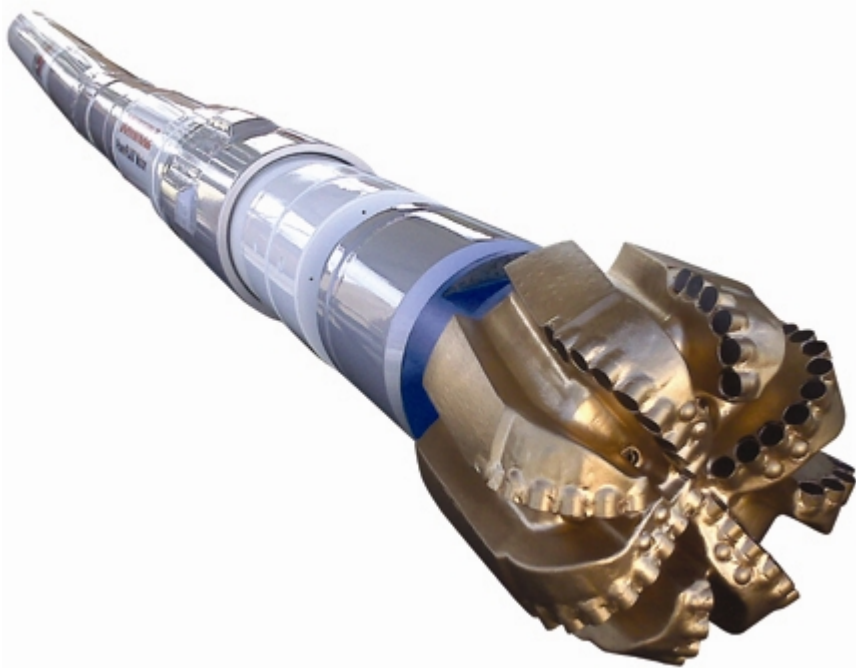


Рисунок Е.2.2 - Высокомоментный гидравлический забойный двигатель

В настоящее время наибольшее распространение получили винтовые забойные двигатели, обладающие приемлемой эксплуатационной характеристикой (рисунок Е.2.3).

Винтовые забойные двигатели российского производства по своим энергетическим показателям практически ничем не уступают зарубежным.

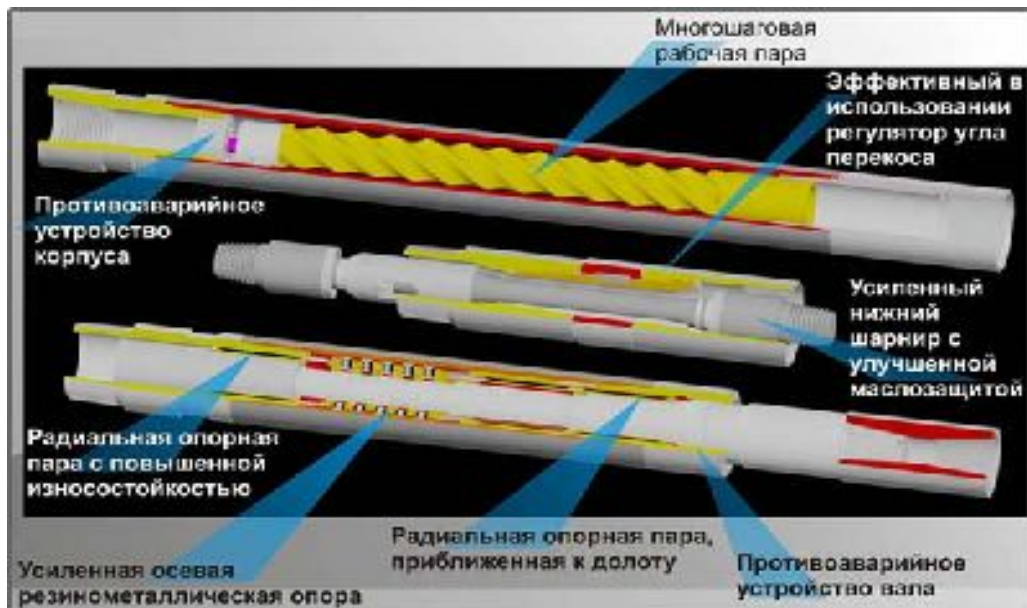


Рисунок Е.2.3 - Винтовые забойные двигатели

Кроме винтовых забойных двигателей при бурении алмазными долотами применяются высокооборотные высокомоощные турбобуры (рисунок Е.2.4). Их производством занимаются ООО «ГЗД Технология», ООО «ВНИИБТ-БИ» и ЗАО «НГТ».

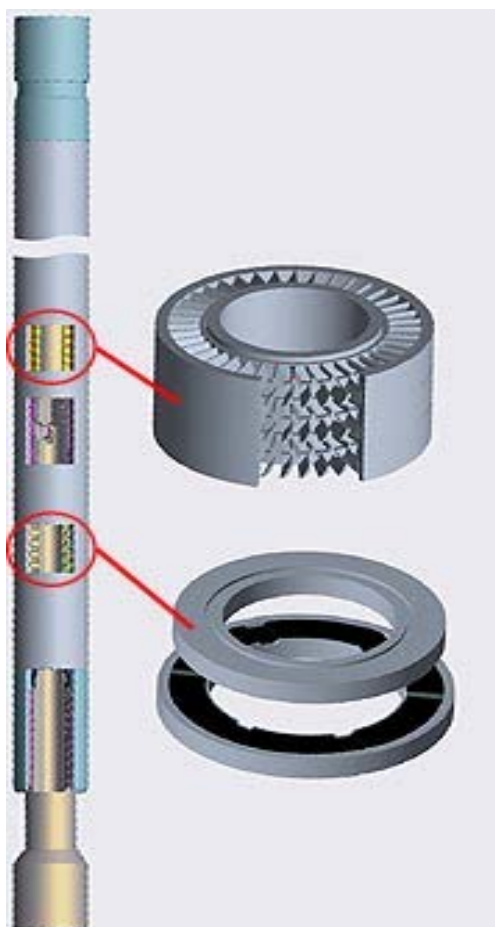


Рисунок Е.2.4 - Высокооборотный высокомоощный турбобур

### **Е.2.3 Верхний силовой привод буровых установок**

Применение в буровых установках верхнего силового привода позволяет значительно увеличить производительность буровых работ, снизить их трудоёмкость и повысить промышленную безопасность.

Компания Weatherford несколько лет проводит работы по модернизации парка отечественных буровых установок за счёт компоновки их верхним силовым приводом собственного производства (рисунок Е.2.5).





Рисунок Е.2.5 - Отечественная буровая установка

Разработкой и выпуском отечественных приводов занимается на заводе Уралмаш ОАО «Объединённые машзаводы».

#### **Е.2.4 Технология бурения при поддержании равновесия давлений в системе «скважина-пласт»**

Эта современная технология заключается в управляемом снижении гидравлического давления в скважине до уровня пластового и ниже, с целью кратного увеличения механиче-

ской скорости проходки. Такая процедура возможна при условии тщательного контроля состояния скважины и надёжной работы устьевого противовыбросового оборудования (рисунок Е.2.6).

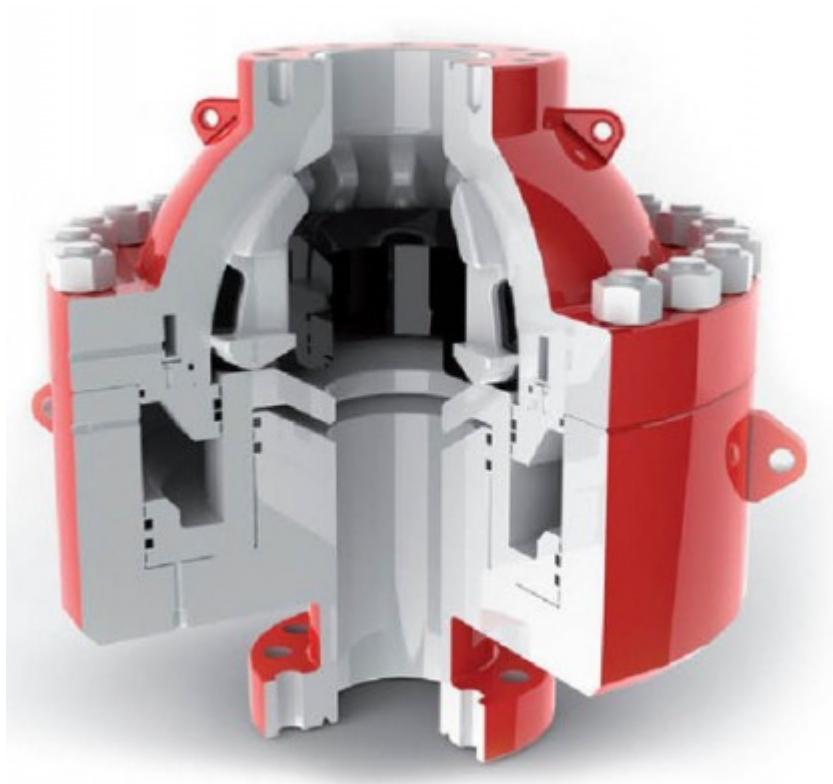


Рисунок Е.2.6 - Устьевое противовыбросовое оборудование

Разновидностями этой технологии являются технология заканчивания скважины при депрессии на продуктивный пласт и технология бурения с контролем забойного давления в скважине, широко применяемые за рубежом при строительстве нефтегазовых скважин на морских месторождениях. Эти технологии позволяют уменьшить повреждения продуктивного пласта при вскрытии, возможность обнаружения небольших по мощности продуктивных зон и увеличение запасов.

## Е.2.5 Система управления скважины под контролем

Система автоматизированного управления Microflux™ компании Weatherford использует собственные алгоритмы для определения самых слабых притоков и поглощений с высокой точностью в режиме реального времени. Система дает возможность принимать решения по бурению на основании сравнения фактических данных со спрогнозированными условиями в стволе скважины и обеспечивает он-лайн мониторинг параметров непосредственно в стволе скважины.

Система Microflux позволяет бурить такие скважины, которые ранее не поддавались бурению. Это система сочетает в себе систему с замкнутым контуром и собственное усовершенствованное компьютерное оборудование для регистрации данных, повышения безопасности буровой установки и эффективности бурения до такого уровня, который является недостижимым при использовании стандартных систем бурения и альтернативных систем бурения с управляемым давлением.

Штуцерный манифольд системы Microflux™ является одним из ключевых компонентов системы Microflux компании Weatherford, которая является полностью автоматизированной системой, измеряющей, анализирующей и управляющей изменяющимися скважинными условиями в режиме реального времени (рисунок Е.2.7).



Рисунок Е.2.7 - Штуцерный манифольд

В отличие от традиционного бурения, при котором раствор выходит непосредственно в атмосферу, система управления Microflux использует устьевые роторные герметизаторы для удержания скважины в закрытом состоянии и направления бурового раствора через автоматизированный штуцерный манифольд.

Уникальной особенностью этой технологии является способность измерять расход восходящего потока раствора с помощью расходомера, установленного на одной линии

со штуцерами, а также определять увеличение или уменьшение объема раствора на очень ранних этапах, обеспечивая возможность контроля проявлений и поглощений.

Система Microflux позволяет достигать целей программы бурения благодаря способности точно управлять давлением в стволе скважины и преодолевать значительные осложнения в процессе бурения, что при использовании традиционных методов бурения невозможно было сделать на протяжении многих лет. При использовании этой системы можно максимально увеличить гибкость и безопасность бурения, а также снизить риски и сократить время простоя.

### **Е.2.6 Система бурения на обсадной колонне**

Новая технологии компании Weatherford позволяет сократить время на бурение и крепление скважины, а также снизить риск осложнений, вследствие чего повышается общая эффективность процесса строительства скважины. При традиционном бурении скважин необходимо выполнение ряда спусков и подъёмов (СПО) бурильных труб, однако они вызывают перепады давления и создают эффект свабирования в стволе скважины. Перепады давления могут привести к потере циркуляции из-за разрыва проницаемых или трещиноватых пластов. Также снижение давления за счет эффекта свабирования в стволе скважины может привести к неустойчивости открытого ствола, повлечь за собой частичное осыпание или полное разрушение стенок скважины. Как правило, устранение такого рода проблем приводит к значительным потерям времени и средств. Главная особенность системы бурения на обсадных трубах – упрощенная конструкция КНБК, которая включает в себя уникальный разбуриваемый буровой башмак, разработанный компанией Weatherford (рисунок Е.2.8). В России система уже зарекомендовала себя при бурении интервалов кондуктором диаметром 324 и 340 мм, пробуравивая интервал в среднем до 48 часов быстрее по сравнению с традиционным методом. Кроме того, использование системы также позволило решить проблему с прохождением и своевременной изоляцией зон многолетнемёрзлых пород (ММП).





Рисунок Е.2.8 - Упрощенная конструкция КНБК

### Е.2.7 Роторные управляемые системы

Одним из наиболее интересных направлений в развитии новых технологий бурения последнего времени являются роторные управляемые системы (РУС). Разработанные американскими компаниями Schlumberger, Weatherford, Halliburton и др., эти системы успешно применяются при проводке направленных скважин с большой протяжённостью наклонно-горизонтального ствола, а также при бурении строго вертикальных глубоких скважин. Новые технологии РУС обеспечивают уменьшение времени бурения и затрат, в независимости от геологической цели, свойств пласта и размеров секций. Оборудование для наклонно-направленного бурения позволяет осуществлять геологическую проводку скважин за гораздо меньшее время (рисунок Е.2.9).

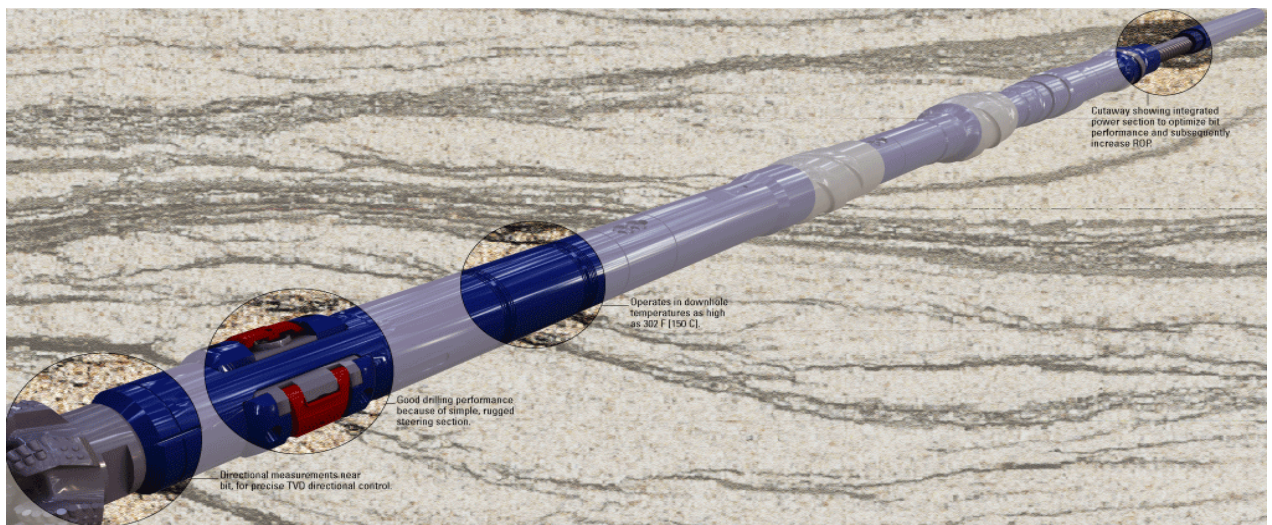


Рисунок Е.2.9 - Роторная управляемая система

Оборудование роторных управляемых систем позволяет оптимизировать наклонно-направленное бурение. Вращение всех внешних элементов системы приводит к эффективно-му выносу шлама из ствола скважины, улучшает передачу крутящего момента на долото, что позволяет повысить скорость проходки и уменьшить вероятность механических и дифференциальных прихватов.

Роторная управляемая система, в которой все внешние элементы вращаются, позволяет увеличить механическую скорость проходки, поскольку в системе отсутствуют покоящиеся элементы, которые создают силу трения, уменьшают эффективность бурения и тормозят КНБК на забое. Вынос шлама происходит эффективнее, так как нет сужений затрубного пространства.

### **Е.3 ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ РЕСУРСЫ НЕФТИ И ГАЗА**

В настоящее время полного единства взглядов исследователей на классификацию трудноизвлекаемых запасов нефти не существует, что, видимо, объясняется чрезвычайным многообразием условий залегания нефти в различных объектах. К этой категории в основном относятся запасы залежей, обладающие рядом геолого-физических признаков пород-коллекторов и насыщающих их флюидов.

Трудноизвлекаемые запасы – это запасы месторождений, залежей или отдельных их частей, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими ее свойствами. Для добычи трудноизвлекаемых запасов требуются повышенные затраты финансовых, материальных и трудовых ресурсов, нетрадиционные технологии, специальное несерийное оборудование и дефицитные реагенты и материалы.

По экономическим критериям эффективности разработки трудноизвлекаемые запасы занимают промежуточное положение между забалансовыми (нерентабельными при существующих экономических условиях, технике и технологии добычи нефти) и извлекаемыми запасами нефти, разработка которых может быть осуществлена рентабельно в современных условиях.

Понятия традиционных и нетрадиционных ресурсов углеводородов также не имеют однозначного разделения. В широком смысле нетрадиционные это гораздо более «дорогие» ре-

сурсы углеводородов по сравнению традиционными. Поэтому часто при отнесении к тем или иным группам сырья рассматриваются не только сугубо геологические и геолого-технологические причины, но и географо-экономические, социальные, конъюнктурные, стратегические [1].

С точки зрения технологии извлечения, наиболее емкое определение делит все виды углеводородов на подвижную нефть и газ в недрах, для извлечения которых имеются современные эффективные технологии освоения, обеспечивающие себестоимость добычи ниже текущего мирового уровня цен на углеводороды или приближающихся к ним, неподвижную или плохо подвижную часть углеводородного сырья в термодинамических условиях недр, для добычи которого нужны дополнительные технические средства или специальные технологии, обеспечивающие не только извлечение сырья из недр, но также и его переработку и транспорт [1].

К группе традиционных, но малоиспользуемых источников углеводородов отнесены (Халимов Э.М., 2009) трудноизвлекаемые нефти: сверхвязкая нефть и природные битумы, запасы нефтяных оторочек газонефтяных залежей, низкопроницаемые коллекторы, нерентабельные, технически недоступные, возвратные объекты разработки.

Выработанность традиционных (активных) запасов нефти промышленных категорий АВС1 в РФ составила по состоянию на начало 2010 года 53% от объемов всех начальных запасов нефти, учтенных в Государственном балансе. При этом в составе текущих (остаточных) запасов нефти около 62% сырья представлено их трудноизвлекаемой частью, в том числе высоковязкие нефти 16,4%, низкопроницаемые коллекторы – 35,8%, подгазовые зоны – 9,4%. На долю благоприятных (активных) для извлечения запасов приходится лишь 38% (рисунок Е.3.1).

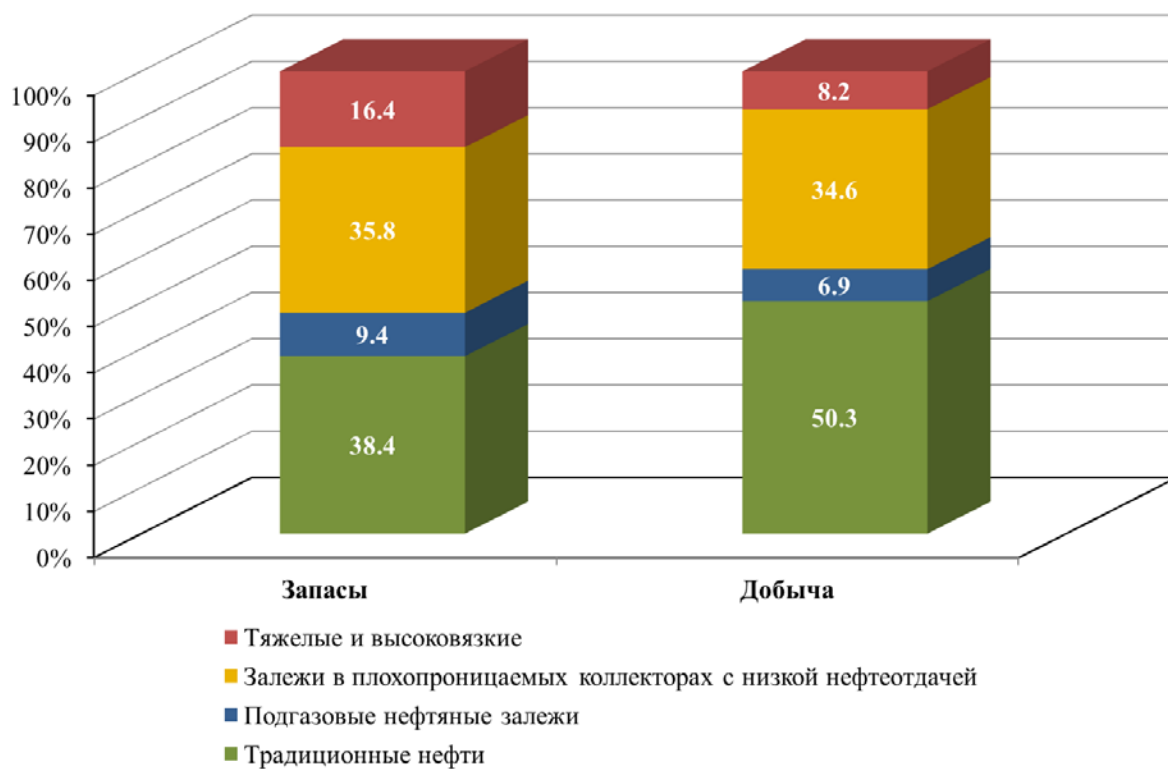


Рисунок Е.3.1 – Структура запасов и добычи традиционных и трудноизвлекаемых нефтей в России

Существующие на сегодняшний момент и прогнозируемые на ближайшие десять лет темпы добычи нефти, когда более 50% – это добыча из активных запасов, позволяют сделать вывод о продолжении ухудшения структуры запасов и увеличения доли трудноизвлекаемых запасов (рисунок Е.3.2).



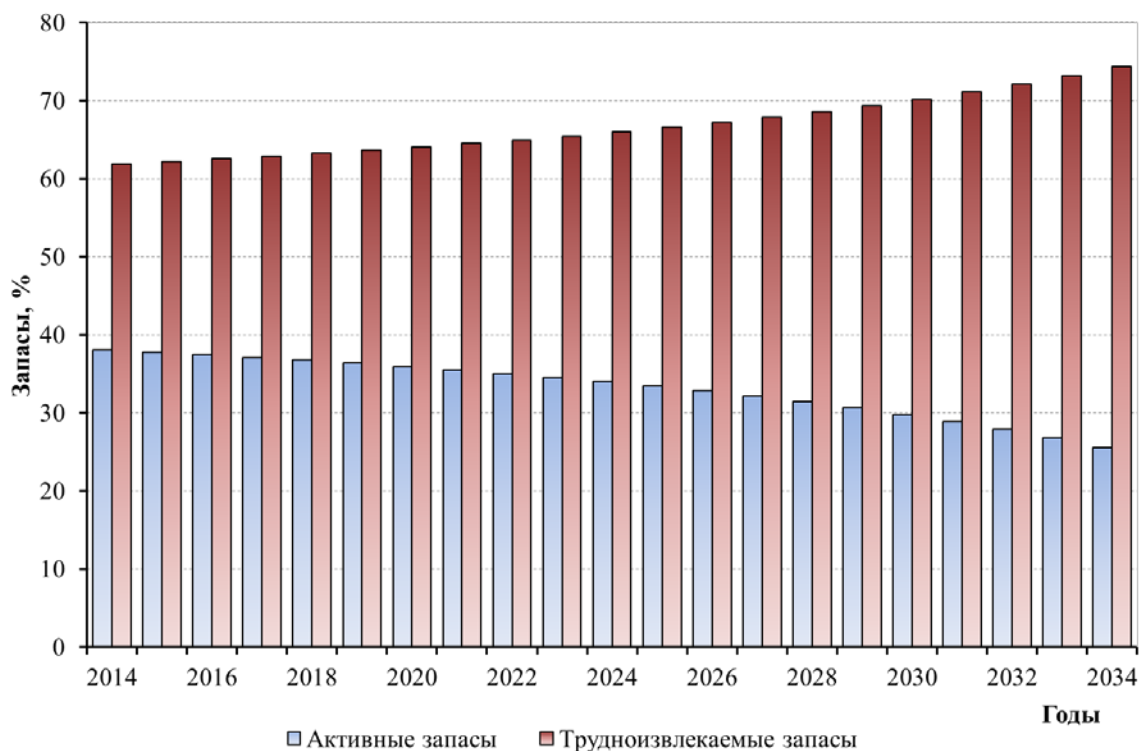


Рисунок Е.3.2- Прогноз динамики структуры запасов нефти

Известно, что первичные и вторичные способы разработки нефтяных и газонефтяных месторождений редко позволяют достичь значений коэффициента извлечения нефти свыше 40%, в то время как опыт разработки многих зарубежных и российских месторождений показывает значительное увеличение нефтеотдачи при использовании третичных методов разработки в благоприятных для применения этих методов геолого-физических условиях и нефтеотдача изменяется в пределах от 30 до 70%.

В последнее десятилетие в нашей стране отсутствует официальная статистическая отчетность по объемам и эффективности применения современных МУН [2].

К настоящему времени освоены и применяются в промышленных масштабах следующие четыре группы методов увеличения нефтеотдачи, которые также называют третичными, но для трудноизвлекаемых запасов эти методы могут быть и первичными:

- тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);
- газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);

- химические методы (заводнение с применением ПАВ, полимерное, мицеллярное заводнение и др.);
- микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

Опыт России и других стран свидетельствует о возможности увеличения нефтеотдачи за счет применения тепловых методов на 15–20%, газовых — на 5–10% и химических — на 3–8%. Развитие и внедрение этих методов к настоящему моменту обеспечило увеличение мировых доказанных извлекаемых запасов в 1,4 раза. Зарубежные эксперты считают, что применение этих методов позволит к 2020 г. увеличить нефтеотдачу в мире с 35% до 50% [2].

Несмотря на значительные объемы трудноизвлекаемых запасов нефти, учтенных по месторождениям распределенного фонда недр, т.е. имеющих конкретных недропользователей, добыча и опытные работы ведутся весьма ограниченно. Для разработки таких запасов не применяются современные МУН, способные обеспечить конечную нефтеотдачу, не уступающую, а нередко и превышающую достигаемую при разработке месторождений методом заводнения с активными запасами.

Рассматривая применение наиболее распространенных в мире методов увеличения нефтеотдачи на территории России, следует констатировать, что большинство технологий, либо не применяется, либо применяется крайне ограниченно, так, например, новые проекты по вытеснению нефти паром и горячей водой не реализуются, более того, сокращаются объемы оторочек теплоносителей; проекты по закачке углеводородного газа – единичны, в то время как проекты по закачке диоксида углерода полностью отсутствуют; применение полимеров и поверхностно-активных веществ, как правило, ограничивается воздействием на призабойную зону пласта.

Результатом таких действий является то, что прирост нефтеотдачи за счет третичных методов, включающих тепловые, газовые и химические оценивается около 1,5 млн. тонн в год [3]. Для сравнения, в США добыча нефти за счет применения этих методов составляет около 40 млн. тонн в год. Дополнительная добыча в мире за счет всех третичных методов увеличения нефтеотдачи по разным оценкам составляет 110-130 млн. т/год.

В целом, основной объем добычи нефти в России из залежей с трудноизвлекаемыми запасами связан с разработкой низкопроницаемых коллекторов (фактически же с коллекторами, пористость которых, близка к граничным значениям) и много меньше с разработкой залежей с высоковязкой и тяжелой нефтью [1].

Однако в РФ практически все месторождения, независимо от особенностей их геологических характеристик, продолжают разрабатывать с применением традиционных технологий заводнения или на естественном режиме. Совершенно очевидно, что применение заводнения не оправдывает себя практически на всех месторождениях карбонатными трещинно-поровыми коллекторами, низкопроницаемыми коллекторами и с высоковязкими нефтями. На таких месторождениях нефтеотдача составляет менее 15-20 %.

В настоящее время достигнутый КИН в России, т.е. доля извлеченных запасов от геологических запасов, составляет около 20%. Увеличение проектного коэффициента извлечения нефти на 5 % даст дополнительные извлекаемые запасы в количестве более 4 млрд.т.

Таким образом, первостепенной задачей, стоящей перед нефтегазовой отраслью России, является развитие и внедрение методов увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Для недропользователей и особенно инвесторов проблема повышения нефтеотдачи по объективным экономическим причинам не является приоритетной, так как ее решение требует дополнительных инвестиций [2].

Себестоимость добычи нефти на этапе промысловых испытаний современных МУН высока, в США, например, она достигает 100-150 долл./т. Однако, по мере освоения и развития современных МУН себестоимость добычи нефти кратно снижается. Так, в этой стране себестоимость добычи нефти освоенными тепловыми и газовыми методами составляет примерно 40 долл./т, что соответствует средней себестоимости добычи нефти в некоторых российских компаниях, которые применяют для разработки месторождений в основном заводнение. Столь широкий диапазон себестоимости добычи нефти определяется стадией освоения метода и масштабами проекта. Очевидно, что наиболее затратными являются опытно-промышленные работы. Что касается уже освоенных методов, то их применение сопровождается значениями себестоимости в 3-4 раза ниже по сравнению с опытно-промышленными работами. Поэтому не случайно в доступной информации себестоимость добычи нефти освоенными методами определяется на уровне 40 долл./т. В ОАО «Лукойл» себестоимость добычи сверхтяжелой нефти Ярегского месторождения термощахтным методом, развитие которого уже осуществляется много лет, также не превышает 40 долл./т.

Экономические условия должны одновременно стимулировать недропользователя развивать и применять современные МУН и увеличивать поступления в бюджет государства. Одновременно фискальная система и система контроля со стороны государства не должны-

допускать получения сверхприбылей из-за интенсивной выборочной выработки активных запасов.

Недропользователи в США, которые не применяют современные МУН для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, во-первых, платят высокие (без скидок) налоги, а во-вторых, понижается стоимость их акций. Для контроля в США недропользователи обязаны ежегодно сдавать аудит запасов в Федеральную Комиссию по биржам и ценным бумагам (SEC) [2].

Необходимо применять целевое дифференцирование налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), если недропользователь проводит работы по совершенствованию системы заводнения на истощенных месторождениях с целью увеличения нефтеотдачи по сравнению с традиционными технологиями, заложенными в проектах.

Таким образом, недостаточный объем и эффективность применения новых технологий разработки трудноизвлекаемых запасов связана не только с отсутствием элементов стимулирования и контроля, но и с недостаточным научным обеспечением данной проблемы.

### **Е.3.1 Низкопроницаемые коллекторы (НПК)**

В практике анализа структуры сырьевой базы, эффективности разработки создания новых технологий особой группой выделяются объекты с терригенными низкопроницаемыми коллекторами (НПК). В эту группу входят объекты с песчаным коллектором со средними значениями проницаемости менее  $0,05 \text{ мкм}^2$ . Величина проницаемости  $0,05 \text{ мкм}^2$ , как граница отнесения к низкопроницаемым коллекторам, в значительной мере условна, продуктивность скважин и добыча нефти из таких месторождений может быть существенно различной и даже кратной.

Месторождения с НПК расположены по всей территории Российской Федерации, причем основная доля запасов нефти в НПК находится на территории Тюменской области. Месторождения с запасами в низкопроницаемых коллекторах составляют свыше 60% от всех трудноизвлекаемых запасов.

Запасы нефти в НПК оцениваются в несколько миллиардов тонн, составляя более трети всех запасов России, а коэффициент нефтеотдачи при традиционных системах разработки, как правило, не превышает 10-25%.

Значения проектного коэффициента извлечения нефти по месторождениям с низкопроницаемыми коллекторами изменяются в широких пределах от 10,5% до 37,7%. Вместе с тем известны случаи, например, для крутопадающих пластов с низкопроницаемыми коллекторами, когда проектная нефтеотдача при разработке на водонапорном режиме или режиме газовой шапки может быть сравнима со среднеотраслевой и выше.

Близость проницаемости продуктивного пласта к границе «коллектор-неколлектор» определяет во многих случаях выбор режима и технологии разработки низкопроницаемого пласта, поскольку малая его проницаемость существенным образом изменяет привычные соотношения гидродинамических, капиллярных и гравитационных сил [4].

Разработка НПК осуществляется, как правило, с применением заводнения, эффективность которого не отвечает современным требованиям. Для повышения эффективности разработки запасов применяют такие технологии как гидроразрыв, бурение горизонтальных скважин, в том числе многозабойных, различные виды обработок призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин. Применение даже таких мощных технологий интенсификации добычи нефти, как гидроразрыв пласта и горизонтальные скважины, далеко не всегда приводит к увеличению конечной нефтеотдачи, но в тоже время позволяют существенно снизить пороговое значение проницаемости для разработки таких месторождений. Но, рассматриваться как самостоятельная система разработки низкопроницаемого коллектора, они не могут.

Мировой опыт свидетельствует о высокой эффективности закачки газа высокого давления для условий низкопроницаемых коллекторов. В частности данное направление является перспективным также с целью увеличения использования растворенного газа до 95%. На этих месторождениях применение современных МУН приводит к существенному повышению нефтеотдачи по сравнению с традиционным заводнением – в 1,3-1,5 раза.

На сложнопостроенных месторождениях, характеризующихся существенной слоистой неоднородностью, эффективно применяется водогазовое воздействие, известное с 1957 г., но не нашедшее до настоящего времени широкого применения в нашей стране. Опытные промышленные работы проводятся на Средне-Хулымском, Восточно-Перевальном месторождениях (РИТЭК). Дополнительная добыча нефти с 2006 г. составила 55,1 тыс. т. Котовское месторождение – за 1 год с 2010 по 2011 гг. дополнительная добыча нефти составила 8,5 тыс. т.

Таблица Е.3.1 - Данные о применении газовых методов в сочетании с заводнением на шельфе Норвегии

Месторождение	КИН в 1986 г., %	КИН в 1996 г., %	КИН в 2002 г., %	Конечный КИН, %	Прирост КИН, %
Асгард (Норвегия)	–	–	37	55	18
Стардфьорд (Норвегия)	49	61	66	68	19
Гуллфакс (Норвегия)	46	49	56	60	14

Принципиальной для разработки НПК является проблема качества подготовки воды для заводнения, обоснование технологии бурения, так как малый размер поровых каналов приводит к сильной кольматации призабойной зоны.

Отдельной задачей является эффективная разработка глиносодержащих пластов. При реализации стандартных технологий заводнения, работа глинистого цемента коллектора приводит к уменьшению проницаемости и, в некоторых случаях, кратному, что требует поиска новых технологий разработки пластов и ОПЗ скважин. Разработка новых технологий заводнения с измененными свойствами воды и технологий ОПЗ для условий НПК важны также из-за низкой эффективности первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Отдельно среди низкопроницаемых коллекторов следует выделить залежи нефти, приуроченные к баженовской свите, представляющей собой уникальный и вместе с тем справедливо относящийся к нетрадиционным ресурсам объект. Это связано со сложностью геологического строения, высокой неоднородностью пласта, низкими фильтрационными свойствами, высокой гидрофобностью, составом нефти и другими геологическими особенностями. По некоторым оценкам, потенциал баженовской свиты может превышать 100 млрд. тонн нефти.

Еще в середине 20 века советские геологи выделили баженовскую свиту (БС) как самостоятельное нефтеносное образование. В основном перспективные отложения сосредоточены в Западной Сибири, но есть пласты БС и в других регионах. Первая нефть из баженовской свиты (пласт ЮС<sub>0</sub>) была получена на Салымском нефтяном месторождении в ХМАО еще до его ввода в промышленную эксплуатацию в 1968 году, когда одна из скважин при прохождении отметки 2800 м выбросила аварийный фонтан нефти мощностью более 500 тонн в сутки.

Изучению литологических особенностей баженовской свиты уделяется значительное внимание на протяжении нескольких десятилетий. Последние исследования и современные методы обработки результатов позволили уточнить специфику состава пород баженовских отложений в конкретных разрезах и в площадном аспекте.

Отложения баженовской свиты распространены в центральной части Западно-Сибирского НГБ. В среднем они залегают на глубинах до 3000 м, толщина баженовских отложений составляет: 25–30 м – нормальный разрез; 90–100 м – аномальный разрез. Толщина отложений баженовской свиты, содержащей углеводороды, колеблется от 10–12 до 35–40 м, достигая на отдельных участках 60 м.

Баженовская свита представлена плотными глинистыми породами и кардинально отличается от всех других нефтеносных комплексов в Западно-Сибирском бассейне. Породы баженовской свиты содержат аномально высокое количество преобразованного органического вещества, генерирующего нефть. Одновременно глинистые породы БС являются экраном, затрудняющим проникновение углеводородного флюида. БС характеризуется необычным коллектором, где имеются не просто трещины различной ориентировки, а в основном тонкие, менее миллиметра, параллельные, горизонтальные трещинки между такими же тонкими пластинками глин. Природа такого коллектора до сих пор не изучена. Не выявлены и закономерности их пространственного размещения, соответственно, нет научно обоснованного прогноза для поиска залежей. По сути, исследование ресурсного потенциала баженовской свиты находится сейчас в самой начальной стадии.

В итоге сегодня об этом геологическом объекте известно очень мало, и предсказывать точки бурения для получения гарантированного притока нефти из пласта ЮС<sub>0</sub>, который только в Западной Сибири занимает площадь более 1 млн. км<sup>2</sup> (на глубине около 3000 м), геологи так и не научились. Также отсутствует унифицированная методика подсчета запасов по пласту ЮС<sub>0</sub>. Из этих пород на многих площадях, общее число которых приближается к 30, получены притоки, в том числе промышленные (с максимальными дебитами более 370 м<sup>3</sup>/сут), легкой высококачественной нефти. Немаловажно, что ряд этих площадей расположен вблизи трасс действующих нефтепроводов, а некоторые - рядом с нефтяными промыслами. В то же время 30% скважин, пробуренных в советское время на ЮС<sub>0</sub> на Салымском, Красноленинском и ряде других месторождений Югры, оказались сухими. На продуктивных же скважинах наблюдалось резкое падение дебита, в результате чего накопленная добыча оказывалась крайне незначительной.

В настоящее время в качестве наиболее перспективных технологий разработки залежей баженовской свиты рассматриваются: многозональный гидравлический разрыв пласта и термогазовый метод.

На данном этапе изученности баженовскую свиту можно рассматривать в качестве аналога месторождений сланцевой нефти США, где апробирован метод поинтервального (или многозонального) ГРП.

Данная технология в России сегодня мало апробирована даже на месторождениях, содержащих традиционные ресурсы нефти. В 2011 году «Роснефть» впервые испытала многозональный гидроразрыв пласта на Приобском месторождении: на отрезке горизонтальной части ствола длиной в 1 км было выполнено семь операций ГРП. Полученные стартовые дебиты превысили 246 т/сут., и метод был признан наиболее перспективным.

Многоступенчатый гидравлический разрыв пласта (МГРП) — одна из самых передовых технологий в нефтегазовой отрасли, наиболее эффективная для повышения продуктивности горизонтальных скважин.

Для увеличения экономической эффективности проектов необходимо максимизировать продуктивность каждой скважины. Классическим решением здесь является бурение вертикальной скважины (ВС) с проведением в ней ГРП. В осложненных условиях, в особенности при разработке месторождений с НПК, эффективнее может оказаться бурение горизонтальных скважин с проведением МГРП.

Область применения технологии МГРП. В отличие от стандартных методов ГРП, предусматривающих несколько спускоподъемных операций для обработки каждой зоны, МГРП решает и экономические, и технологические проблемы. Благодаря накопленному опыту и новым методам, теперь предоставляемые услуги по интенсификации скважин могут сократить продолжительность работ на буровой с нескольких недель до всего нескольких дней (и, соответственно, снизить стоимость этих работ), и даже полностью исключить необходимость в установке для капитального ремонта скважин при эксплуатационной вышке. Методы МГРП также способны обеспечить более эффективную обработку для оптимизации контакта с пластом, поскольку есть возможность точнее размещать обрабатывающие жидкости без дополнительного риска.

Первоочередными кандидатами для изучения являются объекты, где в процессе изучения традиционных нефтегазовых залежей или даже других полезных ископаемых были получены многочисленные проявления нефтегазоносности в низкопроницаемых (плотных) кол-



лекторах и нефтематеринских породах. Также технология МГРП может применяться на морских месторождениях со значительными трудноизвлекаемыми запасами, с целью повышения продуктивности скважин.

Сегодня стратегия МГРП может использоваться для многих низкопроницаемых коллекторов, как на ранней, так и поздней стадии разработки. Бурение горизонтальных скважин с последующей многозонной стимуляцией уже зарекомендовало себя как оптимальный метод разработки пластов с низкой проницаемостью. В число преимуществ метода входит сокращение времени стимуляции, сокращение сроков подготовки и освоения скважины, а также увеличение нефтеотдачи за счет расширения зоны дренирования залежи. Важно также и то, что компоновки МГРП позволяют изолировать обводненные интервалы в процессе заканчивания скважин.

В нефтегазовой промышленности в течение многих лет пытались подобрать ключ к решению проблемы добычи нетрадиционных углеводородов из глинистых нефтематеринских пород. В результате целенаправленной работы в период с 1990 по 2000 годы была разработана технология, которая позволяла обеспечить окупаемость затрат. Суть ее заключается в создании искусственного коллектора, позволяющего дренировать значительный объем глинистых пород, путем бурения скважины с горизонтальным участком и проведения в ней МГРП. Полученная технология привела к резкому росту объемов буровых работ на нетрадиционные залежи углеводородов и, соответственно, увеличению добычи сланцевого газа и сланцевой нефти[4].

Принципиальные особенности технологии МГРП. МГРП – последовательное выполнение нескольких работ ГРП на одной скважине. Цель данной технологии заключается в повышении продуктивности скважины, увеличении площади дренирования и, как следствие, экономической эффективности разработки месторождения.

Эффект от МГРП во многом определяется направлением образовавшихся трещин. При проведении МГРП в горизонтальных скважинах могут образовываться трещины двух видов: продольные и поперечные.

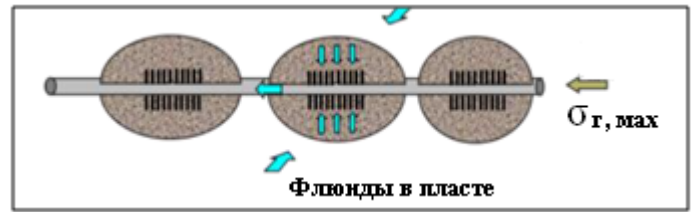
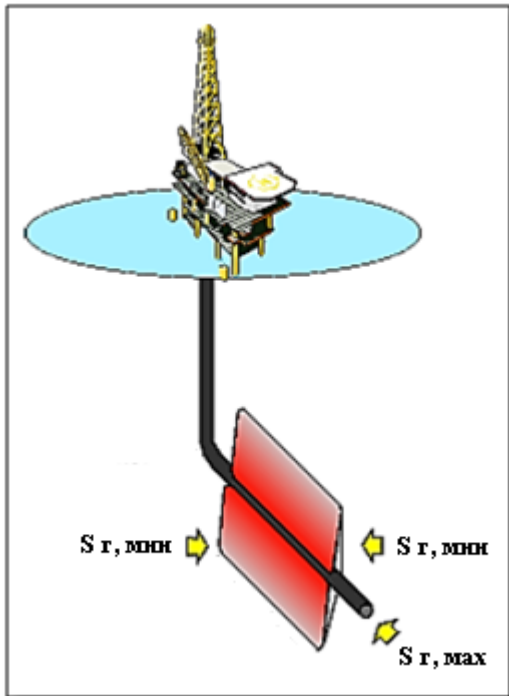


Рисунок Е.3.3 - Реализация продольных трещин в горизонтальных скважинах

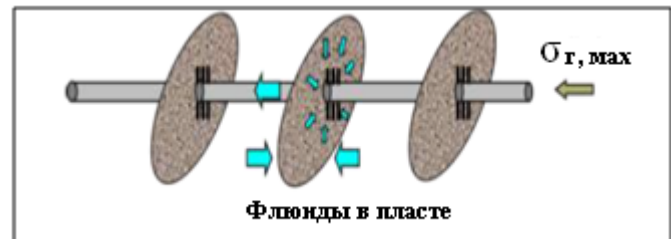
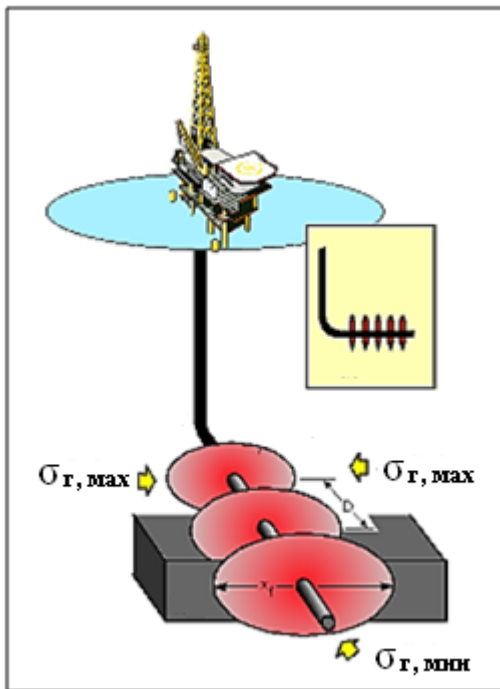


Рисунок Е.3.4 - Реализация поперечных трещин в горизонтальных скважинах

У каждого типа трещин можно выделить свои достоинства и недостатки (см. табл. Е.3.2 и табл. Е.3.3):

Таблица Е.3.2 - Достоинства продольных и поперечных трещин

Продольные трещины	Поперечные трещины
<p>Лучше очищаются от геля после ГРП                      Могут распространяться вдоль всего ствола скважины                      Схожи с трещинами ГРП на вертикальных скважинах                      Меньше давления инициации и развития трещин ГРП</p>	<p>Покрывают больший объем коллектора, чем продольные трещины ГРП                      Предпочтительны для низкопроницаемых коллекторов                      Теоретически возможно (менее затруднительно, чем в случае продольных трещин) создание новых трещин ГРП между существующими</p>

Таблица Е.3.3 - Недостатки продольных и поперечных трещин

Продольные трещины	Поперечные трещины
<p>Необходимо качественное изучение направления напряжений пород пласта.                      Покрывают меньший объем коллектора, чем поперечные трещины ГРП.                      Меньшая продуктивность продольных трещин по сравнению с поперечными трещинами ГРП в низкопроницаемых коллекторах.</p>	<p>Поперечные трещины «сложнее» в создании.                      Более высокие давления инициации и распространения трещин ГРП.                      Очистка трещин может быть проблемной.                      Штуцирование притока в пристволевой зоне.</p>

Традиционный ГРП внаклонных скважинах с большим отходом от вертикали во многих случаях оказывается бессилён обеспечить ожидаемый прирост рентабельности или добычи. Причиной тому – методы заканчивания: чтобы максимизировать контакт ствола с пластом, такие скважины традиционно заканчиваются необсаженными, либо их продуктивные зоны вставляются в щелевые или предварительно перфорированные хвостовики. В случае заканчивания необсаженных скважин эффективная целевая обработка горизонтального ствола для интенсификации притока традиционным задавливанием практически невозможна из-за неконтролируемой избирательности трещинообразования и поглощения жидкостей разрыва вдоль скважины. Как правило, стандартными методами можно обработать лишь начальные участки горизонтального ствола, а средних и призабойных интервалов достигают лишь небольшие количества жидкости.

Однако, следует учитывать, что применение исключительно технологии поинтервального ГРП хотя и позволит обеспечить кратковременные высокие отборы нефти, но не решит

проблему получения удовлетворительной выработки запасов и обеспечения высоких значений конечного КИН. Экономическая эффективность метода требует обоснования и апробации.

С другой стороны, еще в 1971 году в СССР была предложена технология, основанная на закачке в пласт одновременно воды и сжатого воздуха, называемая сегодня термогазовым методом. Суть термогазового метода заключается в закачке в пласт одновременно воды и сжатого воздуха. При этом в пласте, где характерная для баженовской свиты температура составляет 65 градусов по Цельсию и более, вследствие окисления нефти создается высокоэффективный вытесняющий газовый агент (содержащий азот, углекислый газ и широкую фракцию легких углеводородов), который и обеспечивает мощный прирост нефтеотдачи. Разработана новая конструкция парогазогенератора.

К настоящему времени есть также немногочисленные результаты испытаний термогазового метода увеличения нефтеотдачи в мире (таблица Е.3.4).

Таблица Е.3.4 - Основные результаты испытаний термогазового метода увеличения нефтеотдачи

Объекты	Пластовая температура, °С	Некоторые технологические результаты
Сходница	18	Увеличение добычи нефти по некоторым скважинам в 5-8 раз, по участку – в 3 раза.
Гнединцы	48	Прирост нефтеотдачи после заводнения – 8 п.п. Суммарная нефтеотдача – 68%. Увеличение добычи нефти в 2-4 раза, в т.ч. за счет газового воздействия – свыше 80%. Полная утилизация кислорода.
Калк	36	Годовой прирост добычи нефти – 24%. Снижение обводненности до 34%.
Sloss	97	Дополнительная добыча нефти – 43% от остаточных запасов, в т.ч. свыше 30% в виде легких фракций нефти добыто в газовой фазе. Полная утилизация кислорода.
Deli	57	Дополнительная добыча нефти ≈50% от остаточных запасов. Увеличение отборов нефти в 4 раза.
MPHU	100	Увеличение добычи нефти в 2-4 раза. Дополнительная добыча ≈50% от общей. Дополнительная добыча легких фракций – 15% от дополнительной добычи нефти. Полная утилизация кислорода.

По некоторым оценкам теоретически коэффициент извлечения нефти может быть повышен с 0,2 до 0,45, при том, что средний проектный КИН по отрасли не превышает 0,38. Эксперты считают этот метод более технологически совершенным и инновационным по сравнению с многозональным ГРП.

В последние несколько лет термогазовый метод активно совершенствовала группа ученых из компаний РИТЭК («дочка» ЛУКОЙЛа) и «Зарубежнефть», с 2009 года экспериментируя со скважинами на Средне-Назымском месторождении РИТЭКа в ХМАО. В январе 2012 года, после годовичного перерыва, полевые эксперименты здесь возобновлены.

Низкая степень изученности геологического строения баженовской свиты обуславливает необходимость дополнительного изучения с целью прогнозирования запасов, испытания существующих и поиска новых технологий разработки.

Для ускорения ввода в разработку и обеспечения устойчивой добычи из месторождений баженовской свиты следует одновременно с проведением опытно-промышленных работ по внедрению термогазового метода и многозонального ГРП обеспечить проведение научных

исследований, направленных на их совершенствование по результатам внедрения, а также поиск новых технологий разработки.

Учитывая большую долю низкопроницаемых коллекторов в структуре запасов России, развитие технологий и систем разработки низкопроницаемых коллекторов является первоочередной задачей для нефтяной отрасли.

Разработка месторождений, осложняющимися условиями которых является низкая проницаемость, может осуществляться за счет бурения и эксплуатации многоствольных скважин и скважин с боковыми стволами и горизонтальными участками.

В настоящее время горизонтальные скважины бурят на малодебитных и истощённых месторождениях (например, на тренде малодебитных отложений Остин в штатах Техас и Луизиана), на морских месторождениях с целью увеличения их охвата, воздействием ускорения разработки и снижения затрат на их освоение, для отбора нефти из нескольких пластов, на месторождениях с малой глубиной залегания продуктивного пласта (например, на море в прибрежной зоне штата Калифорния при глубинах залегания пласта 300-350 м), на месторождениях с вертикальными проницаемыми неоднородностями, в относительно тонких пластах, при разработке отдельных линз, при разработке малых месторождений малым числом скважин (например, на Северном море), для проведения заводнения (например, на месторождениях Среднего Востока), при разработке месторождений с тяжёлой нефтью (например, на Аляске, в Канаде, Венесуэле), при доразработке месторождений на поздней стадии с целью извлечения углеводородов из невыработанных пропластков, целиков и других зон, заблокированных по различным причинам. Примерно одна треть горизонтальных скважин в США пробурена с целью минимизации проблем образования конусов обводнения.

Статистические данные свидетельствуют о том, что 90 % горизонтальных скважин в США пробурены в карбонатных коллекторах, 53 % всех горизонтальных скважин пробурены в зонах, имеющих разломы, 33 % всех горизонтальных скважин используются для предотвращения образования конусов воды и газа, 9 % - при заводнении, 9 % - для увеличения нефтеотдачи.

Месторождения, наиболее подходящие для горизонтального разбуривания, представлены пластами с широко распространёнными вертикальными проницаемыми неоднородностями (трещины и карсты) и сильно деформированными поверхностями раздела вода-нефть или газ-нефть, гомогенными пластами большой мощности без газовой шапки или подстила-

ющей воды, многопластовыми зонами, тектонически и стратиграфически изолированными залежами, залежами большой длины и круто падающими пластами.

Добывающий потенциал вертикальных скважин, пробуренных на такие залежи, невысок, поскольку они не могут охватить более одной-двух таких продуктивных зон, в то время как горизонтальные скважины, которые могут буриться в поперечном направлении по отношению к расположению залежи, способны соединять между собой множество трещин и обеспечивать таким образом достаточно высокие дебиты по нефти или газу в промышленном масштабе. Более того, горизонтальные скважины могут обеспечивать относительно высокие дебиты в условиях низкого перепада давлений в системе скважина-пласт.

Специалисты различных фирм отмечают следующие преимущества использования горизонтальных скважин перед использованием наклонных или вертикальных скважин:

- исключаются проблемы, связанные с образованием конуса обводнения или прорыва газа;
- обеспечивается увеличение в скважинах площади притока и таким образом снижается скорость потока в продуктивном пласте и, соответственно, подвижки мелкозернистых осадочных пород;
- может обеспечиваться более эффективный дренаж продуктивного пласта;
- успешно используются при разработке маломощных залежей (эффективной мощностью менее 8 м) или малорентабельных продуктивных пластов (с низкой проницаемостью и пористостью);
- существенно повышается коэффициент охвата по объему коллектора при вытеснении нефти;
- используются в качестве «уплотняющих» скважин, обеспечивая эффективное взаимодействие между скважинами.

В цементированных песчаниках заканчивание горизонтальных скважин с открытым забоем и с использованием оборудования для защиты от песка также является предпочтительным. Заканчивание горизонтальных скважин с необсаженным забоем позволяет существенно снизить затраты и добиться более высоких показателей продуктивности скважины.

Заканчивание горизонтальных скважин с применением технологии гравийной набивки успешно осуществлялось в Мексиканском заливе, в штатах Калифорния и Техас (США), в Венесуэле, Бразилии, Тринидаде, в Юго-Восточной Азии, в Китае, в северноморском регионе

и в африканских странах. Успешность борьбы с песком в таких скважины оценивают в 75-95 %.

При разработке низкопроницаемых карбонатных залежей нефти успешно используются цементируемые горизонтальные скважины с проведением в них многократного гидроразрыва пласта.

Для интенсификации притока и заканчивания горизонтальных скважин используется комплексная система, позволяющая выполнять перфорирование, стимулирующие обработки и изоляцию обрабатываемых интервалов стволов скважин за один спуско-подъемный рейс.

В настоящее время горизонтальные одноствольные и многоствольные скважины успешно эксплуатируют, благодаря использованию при их заканчивании изолирующих отдельных зон пакеров (*SRP*), изготовленных из набухающего эластомерного материала, способного перекрывать ствол скважины и тем самым регулировать поступление жидкости из отдельных пластов. В испытанных скважинах дебиты воды были уменьшены на 60 %, что указывает на то, что использование компоновки разбухающих пакеров было эффективным. Дебиты нефти в скважинах возросли до 20%.

Разработка нескольких нефтяных месторождений (например - Тролл и Алпайн) только горизонтальными и многоствольными скважинами показала их высокую эффективность. Так, например, на месторождении Тролл комплекс мероприятий и, в первую очередь, разработка с использованием горизонтальных и многоствольных горизонтальных скважин обеспечил прирост запасов нефти в 4 раза - с 56 до 223млн.м<sup>3</sup>. Использование таких скважин обеспечило прирост добычи нефти, составивший в стоимостном выражении более 6 млн.\$.

На месторождении Алпайн продуктивность горизонтальных скважин была в 1,7 раза выше, чем вертикальных. Шесть операций ГРП, выполненных в горизонтальных скважинах, позволили увеличить дебиты скважин более, чем на 100%.

В настоящее время все многоствольные и горизонтальные скважины за рубежом имеют большие диаметры основных стволов, что позволяет создавать значительные по диаметру боковые и горизонтальные стволы, а также снижать темп набора кривизны при бурении боковых стволов. Указанные условия упрощают проводку и эксплуатацию таких многоствольных скважин.

Углеводороды в сланцах находятся в твердом или жидком состоянии в порах и трещинах коллектора, а добыча основана либо на мультистадийном гидроразрыве пласта (ГРП) (для нефти в жидком состоянии), либо на термических методах воздействия на пласт (как



правило, для нефти, залегающей в твердом состоянии). Методы вытеснения из сланца «синтетической нефти» подразумевают нагрев породы, до высоких температур либо непосредственно внутри пласта, либо на поверхности.

Поверхностный ретортинг подразделяется на три основных типа:

1. Непрямой ретортинг подразумевает переработку нефтяного сланца за счет нагрева, причем в качестве теплоносителя используется природный газ. Теплоноситель подается во внешний контур реторты, нагревая находящиеся в ней куски породы.
2. Прямой ретортинг подразумевает под собой процесс, когда теплоноситель подается непосредственно в реторту, разогревая находящийся там сланец.
3. Смешанный (комбинированный) ретортинг подразумевает одновременную подачу теплоносителя в законтурное пространство реторты и непосредственный контакт теплоносителя со сланцевой породой. Наиболее популярный метод.

Внутрипластовый ретортинг, основанный на методах разрыва и термического воздействия на пласт появился только во второй половине первого десятилетия XXI века. Именно он позволил принципиально изменить экономику и экологию добычи сланцевой нефти. К наиболее известным методам внутрипластового ретортинга относятся:

- ShellICP. Процесс основывается на постепенном нагреве изолированных сланцевых пластов в течение длительного времени (2-4 года) с использованием погружных электрических нагревателей. За счет сравнительно низкой теплопроводности сланца и выстраивания вокруг нагреваемого контура «замораживающих стен» удастся равномерно нагреть все сланцевые пласты до температуры 200°C и начать практически переработку сланца внутри пласта.
- ExxonMobilElectofrac. Модернизированный вариант классического ГРП, но построен на электролизных методах воздействия на пласт. Скважины заполняются электропроводящим флюидом, а пласт становится резистивным элементом цепи и нагревается под воздействием электричества. Таким образом, пласт становится естественным теплоносителем при внутрипластовом ретортинге содержащегося в нем керогена.
- AMSEGLTechnology. Один из немногих примеров непрямого ретортинга внутри пласта. Она построена на замкнутой системе нагревательных труб, расположенных в глубине пласта в максимальной близости к сланцевой залежи (L). В качестве теплоносителей могут быть использованы разогретые в бойлере (F) жидкие флюиды, в т.ч. нефтесоснованные, или водососнованные. За счет нагрева от непрямого контур, содержаща-

яся в пласте сланцевая нефть (N) разогревается, разжижается и начинает поступать в сеть добывных скважин (E), обеспечивающих высокую температуру по всему пласту. Отработанные газы (J), образовавшиеся в результате термического разложения сланца поступают в бойлер и служат сырьем для нагрева теплоносителя.

### 3.2 Анализ существующих технологий добычи сланцевого газа

Основным способом разработки газсланцевых пластов является применение технологии горизонтального бурения в совокупности с применением ГРП (рис. Е.3.5). Специфика добычи газа из низкопроницаемых сланцевых пород существенно отличается от традиционной газодобычи. Пробуренные эксплуатационные скважины на начальном этапе дают высокий приток газа, который падает уже через год на 55-85% (рис. Е.3.6). После трех лет эксплуатации сланцевая скважина обеспечивает в среднем около 14% от начального дебита. Быстрая потеря продуктивности скважин требует постоянного бурения новых скважин, которые позволяют поддерживать добычу на высоком уровне. Однако в последнее время началось массовое применение веерного и кустового бурения, а также повторного гидроразрыва пласта, что позволяет повысить продуктивность скважин, обеспечивая высокую газоотдачу.

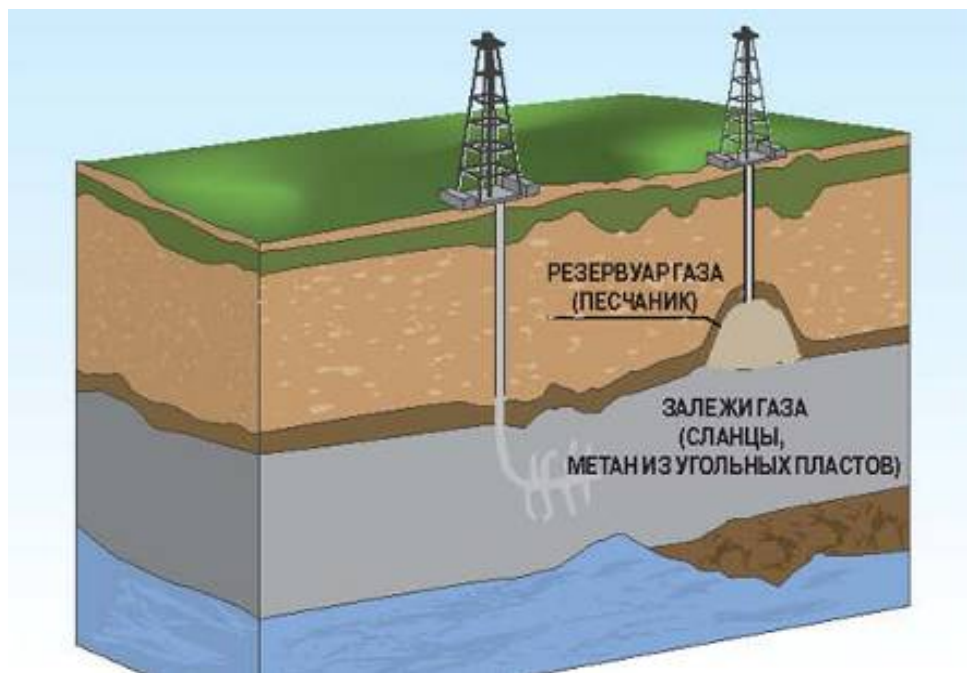
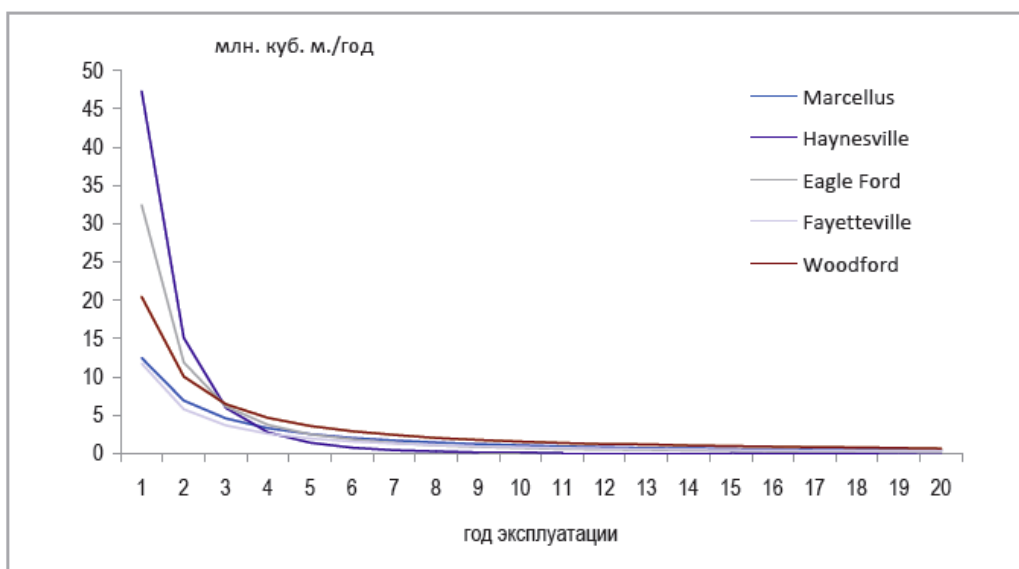


Рисунок Е.3.5 - Схема горизонтальной скважины с ГРП

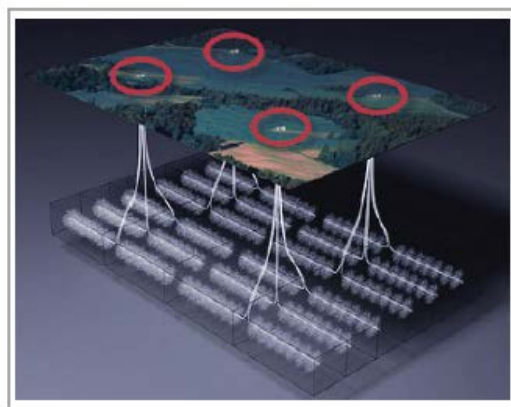


Источник: EIA, AEO2012.

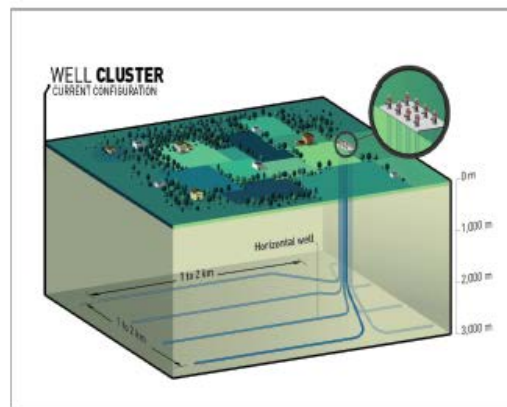
Рисунок Е. 3.6 - Продуктивность скважин на основных пластах сланцевого газа в США

Последние годы обогатили практику добычи сланцевого газа новыми технологическими достижениями:

- Бурение скважин с несколькими горизонтальными стволами и кустовое бурение (Рис. Е.3.7), что существенно снижает нагрузку на поверхность при сохранении высоких объемов добычи.
- Снижение стоимости автоматизации.
- Оптимизация компримирования.
- Экспериментальное применение сейсмики 4D на фоне широкого применения 2D и 3D-сейсмики, а также микросейсмики.
- Технология geosteering с горизонтальным бурением в режиме реального времени, когда оператор «видит» оптимальное направление бурения в тонком слое сланца и место для гидроразрыва.
- Проведение повторного гидроразрыва при реанимации скважин, что может стать основой для второй волны добычи на уже освоенных площадях.
- Пилотное применение смеси газов для разрыва пласта вместо гидравлического разрыва.



Источник: EIA с разрешения Statoil



Источник: Total официальный сайт

Рисунок Е.3.7 - Кустовое бурение и бурение с несколькими горизонтальными стволами

### Е.3.3 Высоковязкие нефти и битумы

Трудноизвлекаемые нефти определяются достаточно большим числом геолого-физических, геологопромысловых и физико-химических характеристик нефти и условий ее залегания. Одним из первых факторов отнесения нефти к трудноизвлекаемым является аномальность ее физических свойств, в частности, высокая плотность и вязкость, и химических свойств, а именно, высокое содержание смол и парафинов.

По данным [5-9] мировые запасы трудноизвлекаемой нефти с особыми свойствами (тяжелая, вязкая, парафинистая, смолистая) значительно превышают запасы нефти малой и средней вязкости (162 млрд. т) и составляют по оценкам специалистов около 1 трлн. т. В России также большую часть запасов составляют трудноизвлекаемые нефти, в частности вязкие нефти, к которой принято относить нефть с вязкостью выше 30 мПа\*с или 35 мм<sup>2</sup>/с. Значительными запасами высоковязкой нефти обладает Россия – около 6,2 млрд. т. Так, по данным [9] в Тюменской области (Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн) расположено остаточных балансовых запасов вязкой нефти категории А+В+С1 около 2,3 млрд. т, что составляет 37,3 % запасов высоковязкой нефти России. В Волго-Уральском регионе доля от запасов вязкой нефти России составляет 34,1 %, в Тимано-Печорском – 22,4 % [9]. В совокупности эти три региона обладают более 93 % запасов высоковязкой нефти России.

Выявлено, что почти во всех бассейнах России (кроме Балтийского, Лено-Виллюйского, Анадырско-Наваринского и Пенжинского) встречаются месторождения с высоковязкой нефтью и из них выделено 7 бассейнов, на территории которых среднебассейновая вязкость нефти превышает уровень 30 мПа\*с – это Волго-Уральский, Днепровско-Припятский, Ени-

сейско-Анабарский, Охотский, Прикаспийский, Северо-Кавказский и Тимано-Печорский бассейны, в среднем самой вязкой в России является нефть Тимано-Печорского бассейна.

Распределение высоковязких нефтей по административным регионам Российской Федерации представлено на рисунке Е.3.8, из которого видно, что наибольшее количество ВВН (более 70%) находится на территориях 5 регионов: в Пермской области (более 31%), Татарстане (12,8%), в Самарской области (9,7%), в Башкортостане (8,6%) и Тюменской области (8,3%).

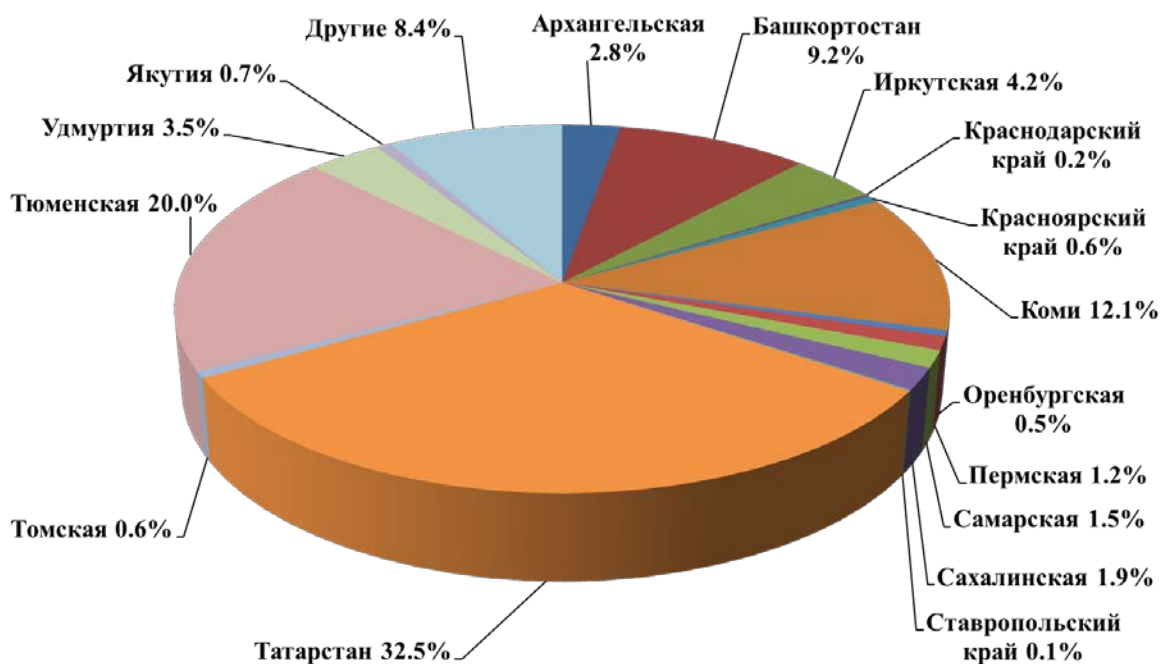


Рисунок Е.3.8 - Распределение высоковязких нефтей по регионам России

Запасы высоковязкой нефти приурочены к залежам таких уникальных месторождений как Усинское, Русское, Федоровское, а также многих крупных месторождений, в том числе Ярегское, Товарейское, Гремихинское и др. (таблица Е.3.5).

Таблица Е.3.5 – Распределение по запасам месторождений с вязкой нефтью на территории России [10]

Месторождение	Нефтегазоносный бассейн	Среднее значение вязкости нефти по месторождению, мм <sup>2</sup> /с
Уникальные (более 300 млн. т нефти)		
Усинское	Тимано-Печорский	377,44
Русское	Западно-Сибирский	693,65

Федоровское	Западно-Сибирский	36,32
Крупные (от 30 до 300 млн. т нефти)		
Верхнечонское	Лено-Тунгусский	27,83
Ярегское	Тимано-Печорский	10584,56
Торавейское	Тимано-Печорский	11210,92
Аксубаево-Мокшинское	Волго-Уральский	438,5
Гремихинское	Волго-Уральский	79,02
Даниловское	Лено-Тунгусский	46,32
Охинское	Охотский	87,55
Радаевское	Волго-Уральский	90,10
Тагульское	Западно-Сибирский	58,2
Степноозерское	Волго-Уральский	132,17
Якушинское	Волго-Уральский	58,99
Мишкинское	Волго-Уральский	74,00
Имени Р. Требса	Тимано-Печорский	87,85
Новошешминское	Волго-Уральский	74,72
Архангельское (Татарстан)	Волго-Уральский	74,71
Быстринское	Западно-Сибирский	44,39
Нурлатское	Волго-Уральский	74,61
Средние (от 3 до 30 млн. т нефти)		
Катанглинское	Охотский	244,22
Султангулово-Заглядинское	Волго-Уральский	32,21
Урненское	Западно-Сибирский	312,00
Горбуновское	Волго-Уральский	98,85
Никольское (Томская)	Западно-Сибирский	101,0
Южно-Торавеское	Тимано-Печорский	171,20
Уньвинское	Волго-Уральский	24,77
Ярактинское	Лено-Тунгусский	12,23
Славкинское (Самарская)	Волго-Уральский	76,29
Озеркинское (Самарская)	Волго-Уральский	116,61
Красноярское (Оренбург- ская)	Волго-Уральский	187,63
Мелкие (от 1 до 3 млн. т нефти)		
Красногородское	Волго-Уральский	35,41
Новосуксинское	Волго-Уральский	75,43
Шумолгинское	Волго-Уральский	151,85
Зыбза-Глубокий Яр	Северо-Кавказский	42,96
Смагинское	Волго-Уральский	91,07
Восточно-Сихорейское	Тимано-Печорский	368,95
Очень мелкие (менее 1 млн. т нефти)		
Павлова Гора	Северо-Кавказский	216,45
Джьерское	Тимано-Печорский	195,15
Большепурговское	Тимано-Печорский	71,72
Наульское	Тимано-Печорский	123,61
Чайво-Море	Охотский	46,32
Варандейское	Тимано-Печорский	25790,82

Лобановское	Тимано-Печорский	20,65
Сайтовское	Волго-Уральский	83,98
Западно-Хоседаюское	Тимано-Печорский	364,73
Уйглекутское	Охотский	274,18
Восточно-Эхабинское	Охотский	77,00
Северо-Ошкотынское	Тимано-Печорский	267,55
Падимейское	Тимано-Печорский	188,00
Суборское	Тимано-Печорский	58,09
Шхунное	Охотский	61,45
Северо-Сихорейское	Тимано-Печорский	160,50
Мухнинское	Охотский	19,78
Чедтыйское	Тимано-Печорский	72,5
Нельминское	Охотский	21,64
Седьягинское	Тимано-Печорский	227,75
Малое Сабо	Охотский	117,00
Южный Вал	Охотский	62,00
Прибрежное (Сахалинская)	Охотский	95,00

Распределение российских высоковязких нефтей по глубине залегания дано на рисунке Е.3.9, из которого видно, что большая их часть (более 68%) залегает на глубине от 1000 до 2000 м, причем абсолютное большинство высоковязких нефтей России (более 82%) находится на глубинах до 2000 м только около 18% — в интервале глубин от 2000 до 4000 м. Начиная с глубины 2000 м в среднем количество вязких нефтей уменьшается с ростом глубины залегания [11].

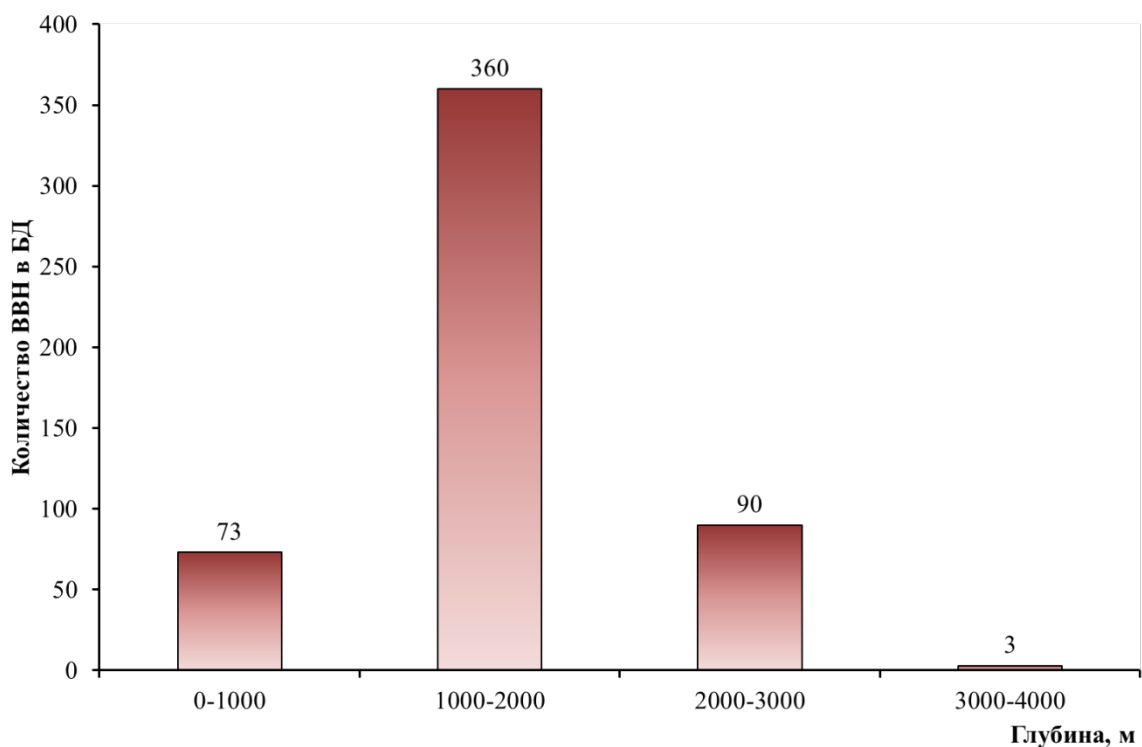


Рисунок Е.3.9 – Распределение высоковязких нефтей России по глубине залегания [11]

Наиболее высоковязкие нефти на территории России находятся в среднем на глубине от 1000 до 2000 м (рисунок 3.10). И далее, начиная с глубин 1000 - 2000 м, наблюдается тенденция уменьшения в среднем вязкости нефтей с ростом глубины залегания. Средняя вязкость ВВН с ростом глубины залегания уменьшается на глубинах 3000—4000 м приблизительно в 10 раз по сравнению с ее величиной на глубине 1000 - 2000 м.



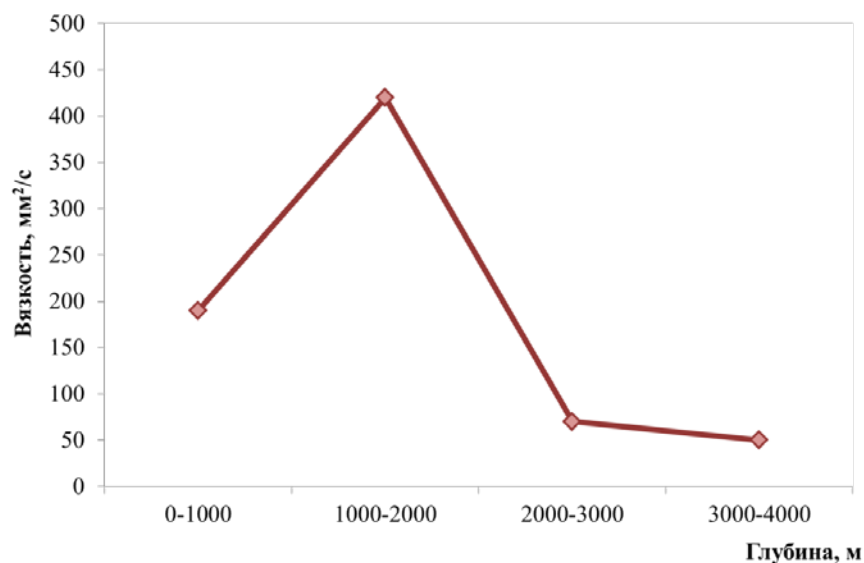


Рисунок Е.3.10 - Зависимость вязкости высоковязких нефтей России от глубины залегания

Разработка месторождений высоковязкой нефти традиционными методами – редкими сетками скважин с заводнением не дает положительных результатов и сопровождается низкими дебитами скважин, быстрыми прорывами закачиваемой воды по наиболее проницаемым пластам и пропласткам, низкими темпами отбора и конечным коэффициентом нефтеотдачи. В ряде случаев расчетный коэффициент нефтеотдачи при заводнении не превышает 8-10%.

Среди наиболее широкоизвестных и применяемых технологий можно выделить закачку пара и горячей воды в пласт, различные модификации технологии парогравитационного дренирования, пароциклические обработки скважин, в том числе горизонтальных, внутрипластовое горение.

В настоящее время известны и нашли широкое применение в мире целый ряд эффективных технологий разработки месторождений высоковязкой нефти и битумов, основанных на использовании тепловых методов (воздействие горячей водой – ВГВ и паротепловое воздействие – ПТВ).

Характерен пример разработки двухсоседних пермо-карбонатных залежей Возейского и Усинского месторождений, представленных трещиноватым карбонатным коллектором. Ожидаемая конечная нефтеотдача пермо-карбонатной залежи Возейского месторождения, содержащей легкую нефть и разрабатываемой с заводнением, не превысит 15%. В то же время проектная нефтеотдача аналогичной залежи Усинского месторождения с более сложным и неоднородным строением коллектора, содержащего нефть вязкостью 700 мПа·с, при тепловом

воздействию на пласт составляет около 30%. Такая высокая эффективность может быть достигнута за счет закачки в залежь теплоносителя, который также прорывается по высокопроницаемым зонам, в то же время менеепроницаемые коллектора прогреваются за счет теплопроводности и вовлекаются в разработку за счет целого ряда эффективных механизмов нефтеизвлечения, инициированных тепловой энергией [12].

В России имеется положительный опыт разработки месторождений высоковязкой нефти при достижении высоких технологических показателей. Так, на основной залежи месторождения Оха с 1968 г. применяется отечественный метод сочетания паротеплового воздействия с заводнением. На этой залежи нефтеотдача в целом уже превысила 50%, а по отдельным элементам она достигла 70%. При этом достигнуты самые низкие в мире затраты пара на добычу 1 тонны нефти. Применение паротеплового воздействия на отдельных участках месторождения Зыбза-Глубокий Яр позволило довести нефтеотдачу до 50%.

Несмотря на эти достижения, приходится констатировать, что потенциал огромных ресурсов ВВН в России используется недостаточно: объемы закачки пара и добычи нефти в последние 10 лет практически не растут, а темпы отбора нефти, например, на крупнейшем месторождении высоковязкой нефти - Усинском составляют всего 0,6% от начальных извлекаемых запасов. Усинское месторождение с остаточными геологическими запасами высоковязкой нефти около 680 млн.т. разрабатывается с 1977 г. Залежь представлена трещинно-порово-кавернозным карбонатным коллектором очень сложного строения. Анализ промысловых данных однозначно показал, что применение традиционных способов разработки пермокарбоновой залежи не позволяет повысить нефтеотдачу пласта более, чем на 7-8%. В настоящее время 85% всех запасов залежи продолжает разрабатываться на неэффективном естественном, в основном упруговодонапорном режиме. Это привело при нефтеотдаче 7,5% к росту обводненности скважин до 83% и переходу залежи в характерную для водонапорного режима 4-ю стадию разработки.

Для разработки месторождений природных битумов и нефти плотностью более 900 кг/м<sup>3</sup> с достижением приемлемыми значениями коэффициентов извлечения необходимы новейшие тепловые методы, превосходящие по эффективности уже традиционные технологии паротеплового воздействия. Одним из таких методов может являться парогравитационный дренаж (SAGD) и его модификации, который на сегодняшний день в мире зарекомендовал себя как эффективный способ добычи тяжелой нефти и природных битумов. В классическом описании эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных па-

параллельно одна над другой, через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Верхняя горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой камеры, нижняя – для добычи нефти.

Для повышения добычи и снижения энергозатрат в мире ведутся работы по комбинированию методов VAPEX (закачка растворителя) и SAGD. Одним из решений является технология SAP (Solvent Aided Process), в которой объединены преимущества указанных методов. В процессе SAP небольшое количество углеводородного растворителя вводится в качестве добавки в пар, закачиваемый при применении технологии SAGD. В то время как пар является основным теплоносителем и снижает вязкость нефти, добавка растворителя способствует ее разжижению в еще большей степени. Хотя улучшение экономических показателей зависит от конкретной ситуации, анализ полученных результатов показывает экономическую выгоду перехода с процесса SAGD на SAP.

Все эти методы имеют два существенных недостатка:

- достаточно высокая себестоимость получаемой нефти;
- ущерб, наносимый окружающей среде в процессе добычи.

Новая технология N-Solv, представляющая собой модифицированный метод закачки растворителя в пласт, позволяет увеличить добычу нефти из нефтеносных песков, снизить себестоимость нефти и свести воздействие на окружающую среду к минимуму (рисунки Е.3.11, Е.3.12).



Рисунок Е.3.11 - Добыча битумной нефти (метод N-Solv)

В технологии N-Solv в качестве растворителя используется природный газ (пропан), что требует значительно меньше энергии по сравнению с использованием пара. Растворитель нагревают до невысокой температуры (~50°C) и закачивают в нефтеносный песок. Раствори-

тель разлагает битум, самые тяжелые компоненты битума остаются под землей, а более легкая нефть и растворитель, пригодный для повторного использования, поднимаются наверх. Кроме того, масса получается менее вязкой, чем при традиционном подземном способе, и ее можно сразу транспортировать по нефтепроводу.

Сама идея использовать газ в качестве растворителя для извлечения нефти была предложена в 70-х годах прошлого века. Но из-за низкой скорости процесса растворения битума по сравнению со скоростью движения газа в пласте технология оказалась не применимой. Развитие современных технологий добычи позволили довести идею до практически реализуемого и коммерчески привлекательного метода разработки.

Использование технологии горизонтального бурения скважин, адаптированной для использования в нефтеносных песках, позволило увеличить площадь контакта с породой и соответственно ускорить процесс растворения битума, а также увеличить темп отбора нефти. Модернизация самой технологии N-solv посредством нагревания растворителя, а также очистки его от примесей метана позволило значительно повысить эффективность процесса. Было выяснено, что присутствие метана в пласте значительно ухудшает процесс теплообмена на границе растворитель-битум. А использование чистого растворителя нагретого до умеренной температуры обеспечивает очень эффективный механизм по удалению метана из пласта.

Испытание технологии на битумных залежах Атабаски показало значительно более высокую эффективность метода N-solv по сравнению с методом VAPEX, а также довольно широко используемым методом SAGD.

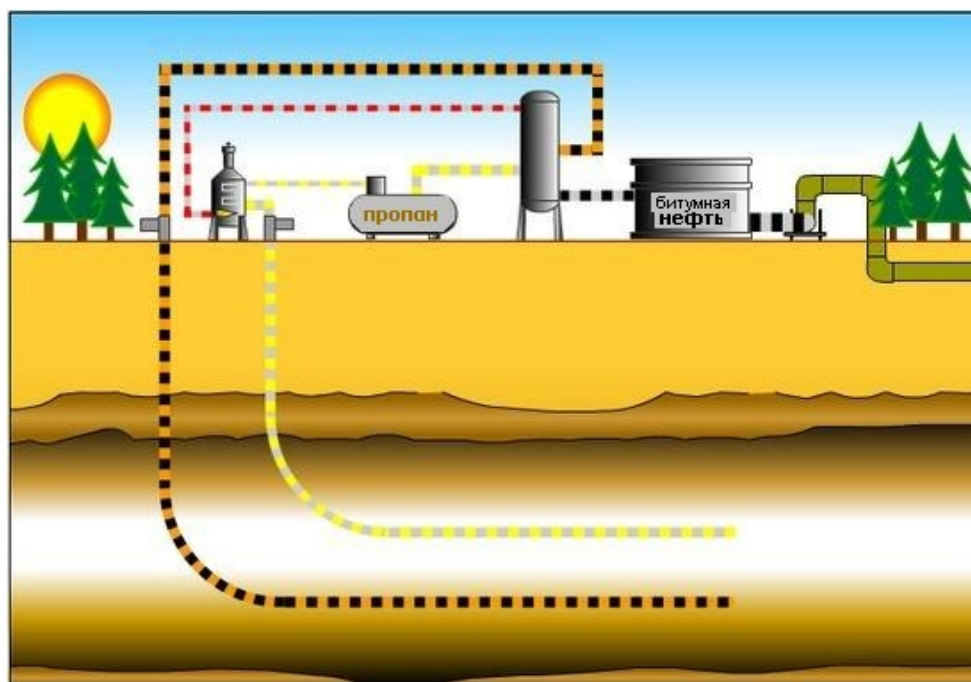


Рисунок Е.3.12 - Технология метода N-Solv

### Преимущества технологии N-solv

Технология N-Solv – это «чистая» технология разработки битумных песков:

- Нет необходимости в использовании воды;
- Значительно снижает выбросы парниковых газов (на 85%).

Технология N-Solv обеспечивает практическую применимость для разработки залежей тяжелой нефти и природного битума:

- Подходит для выработки маломощных коллекторов
- Для начала добычи требуются меньшие капиталовложения
- Не требует дальнейшей модернизации и адаптации
- Требования к агенту закачки ниже по сравнению с технологией SAGD

Применение технологии окупается быстрее при меньшем риске. Технология N-Solv остается коммерчески привлекательной при цене на нефть порядка 30 долл. за баррель.

Успешность научных разработок в области разработки трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов нефти может быть достигнута путем интеграции различных областей знаний и технологических решений.

Так, например, для карбонатных коллекторов с тяжелыми вязкими нефтями в России были разработаны и апробированы технологии термополимерного воздействия (ТПВ) на пласт, предусматривающие закачку в пласт нагретого до 80–90°C полимерного раствора (полиакриламид с концентрацией 0,05–0,10%). Технология позволяет существенно выравнять

профили приемистости в нагнетательных скважинах, а главное значительно увеличивать коэффициент охвата неоднородного коллектора рабочим агентом. За счет выравнивания соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз происходит снижение вязкостной неустойчивости фронтов вытеснения и как результат уменьшение прорывов воды к добывающим скважинам. Применение термополимерного заводнения ограничено условиями деструкции применяемых полимеров: температура до 90С, размеры поровых каналов, свойства воды.

Следует отметить, что эффективность применяемых технологий определяется геолого-физическими характеристиками разрабатываемого объекта, объемом проведенных лабораторных исследований, работами в области проектирования данных технологий, а также контролем и регулированием их реализации.

Для добычи высоковязкой нефти в настоящее время имеется широкий спектр технологий, о которых было сказано выше. Применение указанных технологий невозможно без применения специального оборудования, которое может быть разделено на несколько классов.

К первому классу можно отнести наземное оборудование, которое обеспечивает генерирование и передачу тепловой энергии к продуктивному пласту. К данному классу относятся парогенераторы, теплообменники, насосы, компрессоры, термоизолированное оборудование устья скважин и нагнетательные трубопроводы. Для обеспечения работы этого оборудования используются также системы подачи и подготовки воды, попутного или природного газа или нефти, энергетическое оборудование, контрольно-измерительные приборы и средства автоматики.

Ко второму классу относится скважинное оборудование, обеспечивающее адресную доставку тепловой энергии или теплоносителя к продуктивному пласту, теплоизоляцию основного ствола скважины, восприятия перепада давления и температурных деформаций, подъем разогретого пластового флюида на поверхность земли. Среди оборудования второго класса необходимо отметить термоизолированные колонны обсадных и насосно-компрессорных труб (термокейсы), термостойкие пакеры, телескопические устройства, термостойкие скважинные насосные установки, системы автоматики и регулирования технологических процессов. В некоторых случаях для повышения эффективности термовоздействия на пласт используются скважинные парогенераторы, к которым с поверхности земли подводится топливо и вода.

Третий класс составляет оборудование, обеспечивающее сбор, замер и подготовку поднимаемого на поверхность земли пластового флюида.

Термическое воздействие на пласт или призабойную зону пласта может быть постоянным или периодическим. В зависимости от этого могут применяться стационарные, транспортируемые или мобильные парогенераторы. Практика показывает, что наиболее энергоэффективными и надежными являются стационарные парогенераторы, правда они являются и самыми дорогими. Кроме того, при значительном удалении парогенераторов от устья нагнетательных скважин тепловые потери в паропроводах могут свести на нет полученные при использовании стационарных парогенераторов энергетические преимущества. Поэтому, при циклических термовоздействиях на пласт целесообразно применять передвижные или мобильные парогенераторы, которые устанавливаются в непосредственной близости от устья скважины. Во всех парогенераторах для увеличения энергоэффективности необходимо применять многоконтурные системы теплообмена. Для обеспечения требуемой надежности парогенераторов необходимо должным образом подготовить воду и топливо, обеспечить правильную настройку КИПиА. Энергоэффективность системы закачки теплоносителя будет резко снижаться, если паропроводы и устье нагнетательных скважин не будут иметь необходимой термоизоляции. Также необходимо предусмотреть возможность компенсации температурных деформаций всех элементов наземного оборудования.

Закачка теплоносителя в пласт по незащищенной от теплопотерь обсадной колонне может привести к разрушению цементного камня, потери герметичности ствола скважины. Кроме того, использование стандартных обсадных и насосно-компрессорных труб при закачке теплоносителя на глубины более 220-300 м приводит к критическому снижению температуры теплоносителя, доставляемого в пласт. Поэтому при составлении проекта разработки месторождения с применением термовоздействия необходимо учитывать необходимость использования термокейсов. Под термином термокейс понимается специальная конструкция обсадных или насосно-компрессорных труб, в которых между двумя трубными заготовками размещены системы, препятствующие всем видам теплопередачи: конвекции, излучению, теплообмену. Для этого пространство между трубами термокейса герметизируют и вакуумируют (до разряжения в 350-300 мм рт.столба); в пространство между трубами устанавливаются теплоизоляторы (стеклоткань или стекловата), на внутреннюю трубу устанавливается отражатель (фольга). Все эти операции позволяют снизить потери тепловой энергии в 10 - 15 раз, но увеличивают стоимость погонного метра НКТ в 5-7 раз по сравнению со стандартной.

Увеличивает стоимость скважинного оборудования и применение термостойких пакеров и телескопических устройств, без которых энергоэффективность и наработка до отказа системы термовоздействия на пласт будут иметь очень низкие показатели.

Одним из вариантов повышения энергоэффективности и снижения стоимости совокупного владения при термовоздействии на пласт является применение скважинных парогенераторов (термогенераторов) (рисунок Е.3.13).

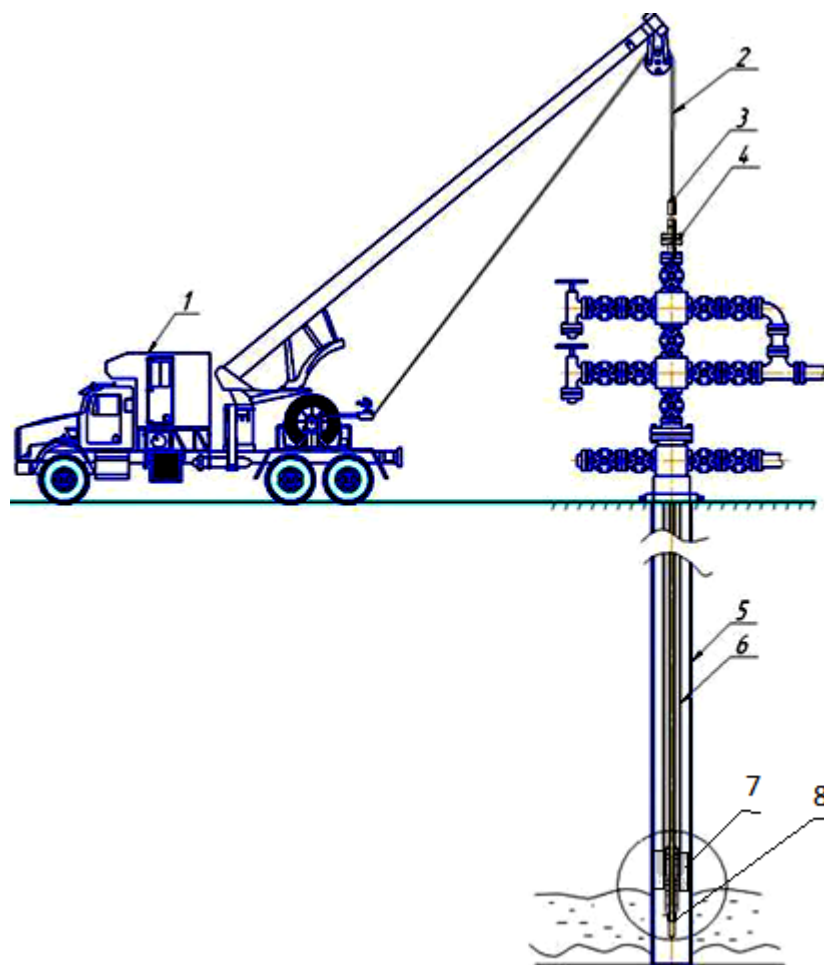


Рисунок Е.3.13 - Схема использования скважинного забойного химического (огневого) парогенератора, спускаемого на миниколтбунге:

1 - Колтбунг-подъемник; 2 - колтбунг; 3 - лубрикатор; 4 - превентор; 5 - эксплуатационная колонна; 6 - НКТ; 7 – термостойкий пакер; 8 – скважинный парогенератор.

Во многих случаях вязкость откачиваемого пластового флюида позволяет использовать для его подъема на поверхность земли винтовые насосные установки, как и с погружным электродвигателем, так и с поверхностным приводом и штанговой приводной колонной.



К сожалению, положительные свойства винтовых насосов (отсутствие клапанов, возможность работы с высоковязкими (до 10.000 сП) жидкостями, малая зависимость надежности насосов от количества свободного газа и механических примесей на приеме, высокий КПД во многих случаях не могут быть использованы, т.к. у винтовых насосов имеется очень важный недостаток – наличие обоймы (статора) из эластомера. Эластомер статора ограничивает возможности применения винтовых насосов по рабочей температуре (обычно не выше 120 °С), а также по составу откачиваемой среды. Поэтому в последнее время основные усилия разработчиков этого вида оборудования направлены на создание специальных высоко-температурных эластомеров, а также на создание винтовых насосов с металлическими парами замыкания (ротор+статор).

Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты, для отечественной нефтяной промышленности представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежи тяжелой нефти и битумов. Это обусловлено как структурой «нетрадиционных» запасов нефти, так и необходимостью более полной выработки запасов углеводородов уже разрабатываемых месторождений при достаточной высокой эффективности их добычи.

Масштабы применения современных МУН в мире непрерывно увеличиваются. Снижение числа проектов применения современных МУН сопровождается значительным увеличением масштабов каждого проекта. При этом предпочтение отдается тепловым и газовым методам. Доля дополнительной добычи за счет применения этих методов превышает 95%, в то время как доля дополнительной добычи за счет применения химических методов увеличения нефтеотдачи остается низкой. Это свидетельствует о том, что к настоящему времени еще не создан эффективный химический метод увеличения нефтеотдачи, способный стимулировать быстрое наращивание добычи нефти с применением данной группы современных МУН. В этой связи научные исследования по созданию химических МУН целесообразно сосредоточить в направлении их комбинации с другими методами.

### **Е.3.4 Подгазовые зоны и тонкие нефтяные оторочки**

Разработка нефтяных оторочек газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Западной и Восточной Сибири (Федоровское, Верхнечонское, Ярактинское) осложнена быстрым прорывом газа в нефтедобывающие скважины и получение больших объемов рас-

творенного и прорывного газа. Применение традиционного барьерного заводнения обладает невысокой эффективностью, особенно в условиях сложнопостроенных залежей.

Одним из направлений повышения нефтеотдачи подгазовых зон – является разработка технологий по закачке гелевых систем и пенных систем; опробование и развитие систем разработки нефтяных оторочек с одновременной разработкой газоконденсатной части с применением сайклинг-процесса, в том числе закачка различного по составу и свойствам газа.

Разработка месторождений с начальным пластовым давлением близким к давлению насыщения ведется либо на естественном режиме, либо с применением заводнения, коэффициент извлечения нефти не превышает 20 – 22%. Повышение эффективности разработки таких месторождений связано с разработкой новых технологий, основанных на закачке газа, состав и свойства которого учитывают геолого-физические особенности месторождения.

Разработка месторождений с начальным пластовым давлением близким к давлению насыщения приводит к увеличению негативного влияния нерастворенного газ на работу скважинного насосного оборудования. Это приводит к следующим проблемам:

- нестабильной работе насосных установок при откачке ГЖС;
- сухому трению и быстрому износу пар трения;
- увеличению солеотложения.

Для решения указанных проблем известны следующие варианты (в скобках указаны негативные условия, сопровождающие предлагаемые решения): заглубление ЭЦН под динамический уровень, подлив дегазированной жидкости, использование газосепараторов и диспергаторов, использование «конических» насосов, циклическая эксплуатация скважин.

Каждая из технологий подразумевает использование различного оборудования, обладающего рядом преимуществ и недостатков.

При использовании различных технологий необходимо применять разное оборудование.

И если конструктивные схемы газовых сепараторов и диспергаторов в сочетании с УЭЦН, а также систем с предвключенными осевыми или диагональными ступенями (системы Посейдон и Газмастер) хорошо известны, то при использовании пакерных систем (при ОРД, при негерметичности обсадной колонны и т.д.) необходимо применять другие конструктивные схемы борьбы со свободным газом. В частности, возможен отвод газа из-под пакера с помощью специальных перепускных клапанов, использование струйных аппаратов, использование капиллярных систем, отводящих газ на поверхность земли.

Поскольку около 50% всех скважин России оборудованы скважинными штанговыми насосами, необходимо решать проблемы работы с газированными пластовыми жидкостями и для этого вида оборудования. В последнее время создано значительное количество конструкций скважинных штанговых насосов, предназначенных именно для откачки жидкости с высоким содержанием свободного газа. Например, специальный насос 2СП57/Б32Д2-1 с дополнительным верхним дифференциальным клапаном предназначен для откачки скважинной жидкости с содержанием свободного газа до 30%.

Применение верхнего клапана позволяет отсечь от нагнетательного клапана гидростатический столб жидкости в НКТ. Поэтому при закрытом верхнем клапане и при ходе плунжера вниз нагнетательный клапан открыт и жидкость поступает в полость между верхним дифференциальным клапаном, а при ходе плунжера вверх происходит принудительное открытие верхнего клапана за счет трения о шток и закрытия нагнетательного клапана и жидкость с газом уходит вверх в полость НКТ.

Имеются и другие конструкции скважинного оборудования для откачки газированной жидкости (например - устройство для принудительного открывания нагнетательного клапана), применение которого должно быть обосновано технико-экономическими соображениями.

### **Е.3.5 Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России**

Перспективные и прогнозные ресурсы природного (свободного) газа в России оцениваются в 176 трлн м<sup>3</sup> (более половины мировых), в том числе на Арктический шельф приходится 62 трлн м<sup>3</sup>. Разведанные запасы свободного газа в России составляют 47,2 трлн м<sup>3</sup>, из них 7,7 трлн м<sup>3</sup> на Арктическом шельфе. Почти 71% запасов РФ сосредоточен в 24-х крупнейших месторождениях; балансовые запасы газа в каждом из них оцениваются в более чем 500 млрд м<sup>3</sup>. Свыше 70% разведанных запасов природного газа находится в Ямало-Ненецком АО. Согласно оценкам Геологической службы США (US Geological Survey, USGS), перспективные ресурсы газа на суше России составляют от 11 (с вероятностью более 95%) до 83 трлн м<sup>3</sup> (с вероятностью менее 5%) при средней оценке 41 трлн м<sup>3</sup> газа. Перспективные и прогнозные ресурсы нефти страны составляют 16% от мировых. Более 4/5 всех прогнозных ресурсов нефти приходится на Сибирь. Около 50% запасов сосредоточено в уникальных месторождениях (в каждом из них более 300 млн т), более 20% ресурсов приходится на крупные

месторождения с запасами от 30 до 300 млн т. По оценкам USGS, перспективные ресурсы сырой нефти и газового конденсата на суше России колеблются от 4,8 млрд т (с вероятностью более 95%) до 31 млрд т (с вероятностью менее 5%) при средней оценке около 16 млрд т.

Россия омывается водами 13 внутренних и окраинных морей. Площадь шельфа и континентального склона России составляет 6,2 млн км<sup>2</sup> (4,2 млн км<sup>2</sup> в пределах исключительной экономической зоны), что соответствует 21% площади шельфа Мирового океана. Шельф площадью не менее 4 млн км<sup>2</sup>, континентальный склон и глубоководные зоны площадью 0,4–0,5 млн км<sup>2</sup> являются перспективными на нефть и газ. На российском шельфе открыто 20 крупных морских нефтегазоносных провинций и бассейнов, из которых 10 – с доказанной нефтегазоносностью. Крупнейшими осадочными бассейнами в арктической части являются: Восточно-Баренцевский, Южно-Карский, Лаптевский, Восточно-Сибирский и Чукотский [1–8] (рис. Е.3.14). Начальные геологические ресурсы углеводородов (УВ) на шельфе России составляют 136 млрд т у.т., а начальные извлекаемые ресурсы УВ достигают 100 млрд т у.т., в т.ч. 13 млрд т нефти и 87 трлн м<sup>3</sup> газа, что соответствует 22–27% от общего объема ресурсов УВ шельфовых зон Мирового океана. Около 75% всех ресурсов акваторий России сосредоточено в арктических регионах с суровыми природно-климатическими условиями и слаборазвитой инфраструктурой.

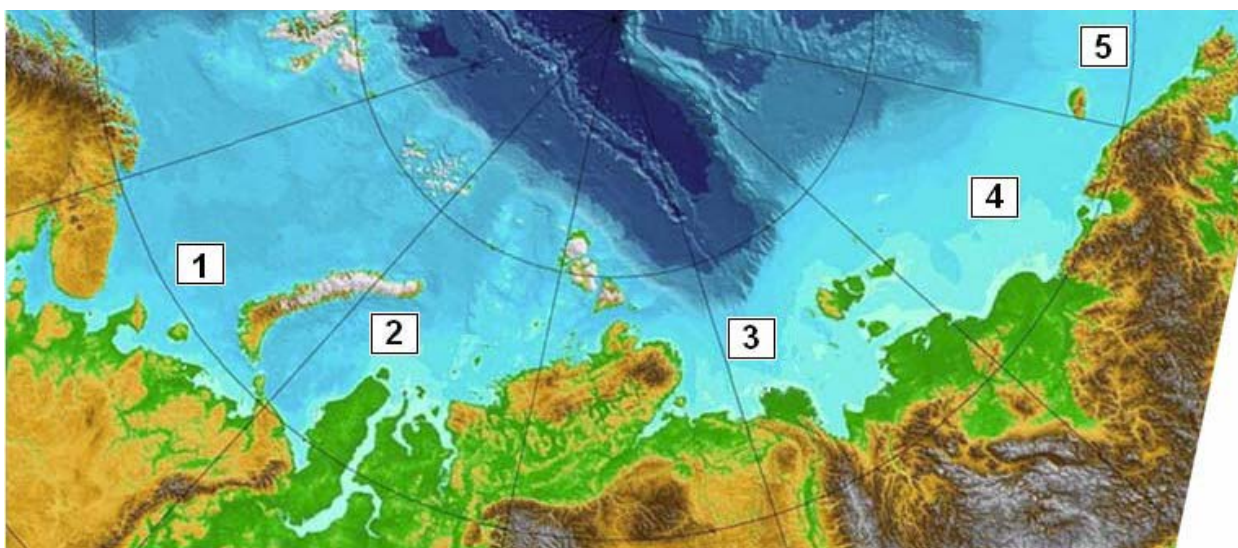


Рисунок Е.3.14 - Основные нефтегазоносные области Арктического шельфа России:  
1 – Баренцевоморская НГО; 2 – Карская и Обско-Тазовская НГО; 3 – НГО моря Лаптевых; 4 – Восточно-Сибирская НГО; 5 – Чукотская НГО

Около 6% земной поверхности общей площадью более чем 21 млн км<sup>2</sup> лежит за Полярным кругом, из них на сушу приходится 8 млн км<sup>2</sup> и около 7 млн км<sup>2</sup> – на континенталь-

ный шельф с глубиной моря до 500 м. Многие области суши за Полярным кругом уже разведаны, открыто более 400 месторождений нефти и газа, которые содержат около 5,7 млрд т нефти, 34 трлн м<sup>3</sup> природного газа и 1 млрд т конденсата. Разработкаместорождений газа в основном сосредоточена в Ямало-Ненецком АО, а месторождений нефти – в Ненецком АО России и на северном склоне Аляски США. В морской частиАрктики были пробурены разведочные скважины в Баренцевом и Карском морях, в дельтереки Маккензи на северо-западе Канады и в бассейне Свердрупа на севере КанадскогоАрктического архипелага, однако открытые месторождения нефти и газа до сих пор невведены в разработку.

Изученность российских акваторий сейсморазведкой крайне неравномерная. Навсей площади континентального шельфа России выполнено около 1080 тыс. кмсейсмопрофилей с низкой плотностью сейсмических наблюдений (среднее значение 0,24 км/км<sup>2</sup>) и 5700 км<sup>2</sup> сейсморазведки 3D. Сейсмическая изученность акваторииАрктического шельфа низкая, в целом она не превышает 0,05 км/км<sup>2</sup>: на Баренцевом море – 0,31, в Карском море – 0,1, в Чукотском и море Лаптевых – 0,1 и в Восточно-Сибирском море – 0,003 км/км<sup>2</sup>. Северная часть Арктического шельфа остается до сих пор «белымпятном». Для окончания регионального этапа работ необходимо, чтобы плотностьсейсморазведки превышала 0,5 км/км<sup>2</sup>. Такого показателя не удалось достичь ни на одном из морей Арктического шельфа. Для того чтобы довести изученность Арктическогошельфа сейсморазведкой до средней плотности 1 пог. км/км<sup>2</sup>, необходимо отработать не менее 3,5 млн пог. км профилей 2D. Наименее изучена площадь транзитного мелководья арктических морей, которая составляет 526 тыс. км<sup>2</sup>. Изучение транзитной зоны (суша – море) с глубиной 0–10 м требует специальных технологий и транспортных средств.Затраты на ГРП в транзитных зонах выше аналогичных работ в открытом море в 2–3 раза.Предусмотренные долгосрочной государственной программой изучения недр ивоспроизводства минерально-сырьевой базы до 2020 года мероприятия явно несоответствуют задачам освоения ресурсов Арктического шельфа и нуждаются всущественной корректировке в сторону увеличения как минимум на порядок. За весь период на шельфе России пробурено около 200 поисково-разведочных скважин, из нихпорядка 30% – на шельфе Западной Арктики (в Баренцевом море – 33, в Печорском – 18, вКарском море с губами – 20). Для сравнения: на Северном море пробурено около 5000морских скважин. Несмотря на низкую степень изученности шельфа России, здесьдостигнута очень высокая эффективность геологоразведочных работ. Средний приростпотенциальных извлекаемых запасов УВ на 1 скважину в Западной Арктике составляетоколо 1,5 млрд т. у.т., что превышает подобные по-

казатели в мире. Нефтегазоносность на Арктическом шельфе России установлена и предполагается в широком стратиграфическом диапазоне от кембрийских до неогеновых отложений.

В результате геологоразведочных работ на Арктическом шельфе выявлено 320 локальных объектов. Наибольшая часть перспективных и прогнозных ресурсов, все открытые 25 месторождений нефти и газа на Арктическом шельфе расположены на акваториях трех морей: Баренцового, Печорского и Карского (среди этих месторождений – гигантские Штокмановское, Русановское, Ленинградское). В настоящее время запасы промышленных категорий С1+С2 составляют около 10,4% от НСР УВ Арктического шельфа. В морях Баренцевом, Печорском и Карском с губами запасы УВ составляют соответственно 4,47, 0,50 и 3,89 млрд т у.т. Изученная часть Арктического шельфа характеризуется существенным преобладанием ресурсов газа над нефтью в соотношении приблизительно 91 к 9. Из 25 открытых месторождений нефти и газа только 7 подготовлено к разработке.

Существенная доля ресурсов УВ расположена и на спорных морских территориях в Баренцевом море. Переговоры о разграничении пространств между Россией и Норвегией в Баренцевом море идут уже около 40 лет. Их площадь, по российским данным, равна 180 тыс. км<sup>2</sup>, а по норвежским – 175 тыс. км<sup>2</sup>, включая район площадью 20 тыс. км<sup>2</sup> в Северном Ледовитом океане. По одной из оценок, в спорных областях находится около 2% от текущих мировых запасов нефти и газа, т.е. около 7,2 млрд т. у.т.

По мере истощения мировых запасов природного газа и нефти, легкодоступных для разработки, арктические регионы, несмотря на суровый климат и трудности освоения, становятся все более перспективными источниками газа и нефти. Глобальное потепление приводит к тому, что арктические льды постепенно отступают (рис. Е.3.15), расширяя возможности для судоходства и открывая новые районы арктического шельфа, доступного для освоения нефтегазовых ресурсов с помощью передовых технологий.

Площадь арктических льдов будет неуклонно сокращаться. К 2050 г. они станут на 30% тоньше, а их объем уменьшится за это время на 15–40%. В этом случае добыча УВ существенно упростится и удешевится.

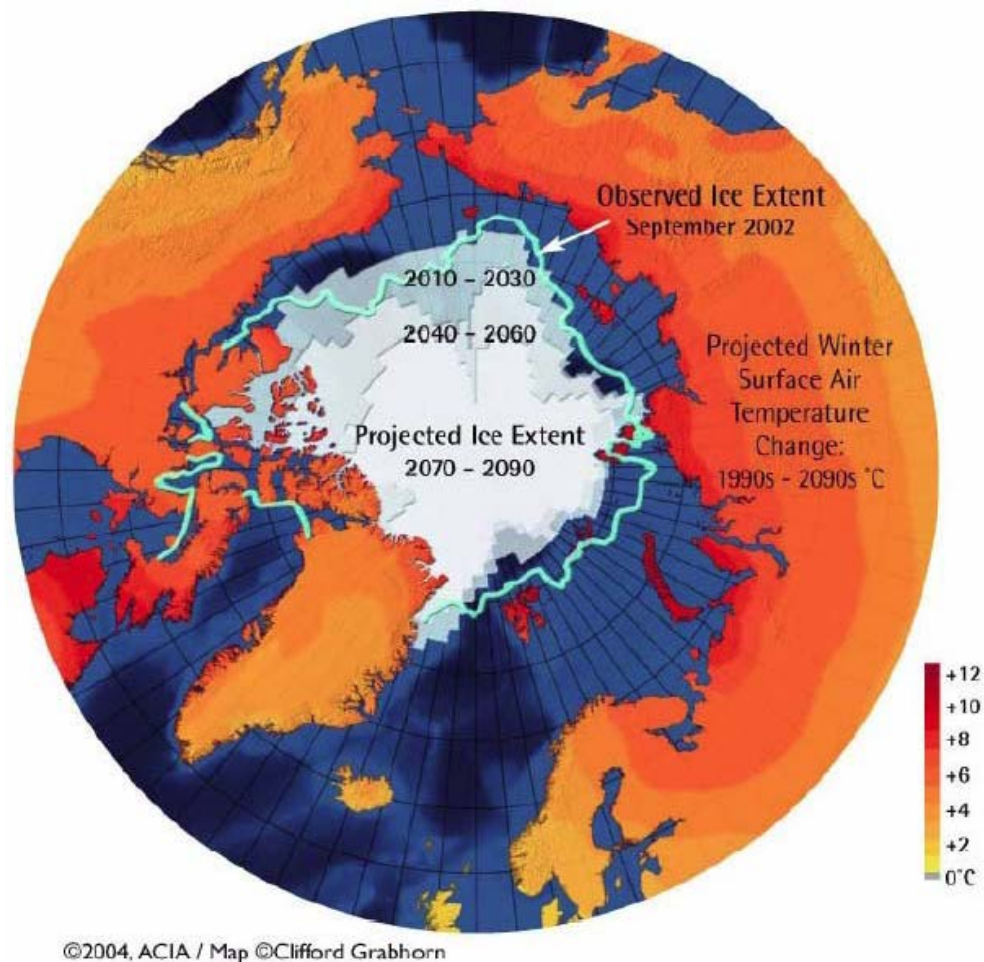


Рисунок Е.3.15 - Прогноз площади ледового покрытия Арктики до 2090 г.

Исследование нефтегазовых ресурсов Арктики показало (см. рис. Е.3.16 и Е.3.17, табл. Е.3.5 и Е.3.6):

- распределение УВ в Арктике следующее: в основном преобладает газ, на него приходится 78%, а на нефть – 22% от общего объема УВ;
- извлекаемые (перспективные по классификации SPE/WPC/AAPG) ресурсы газа оцениваются приблизительно в 47 трлн. м<sup>3</sup>, что составляет примерно 26% от текущих доказанных мировых запасов газа. Для сравнения: мировое потребление газа – 3,153 трлн. м<sup>3</sup> в год;
- извлекаемые (перспективные по классификации SPE/WPC/AAPG) ресурсы нефти составляют всего около 13 млрд. т. (90 млрд баррелей), или 7,3% от текущих доказанных мировых запасов нефти. Для сравнения: мировое потребление нефти составляет 4,3 млрд. т. в год.



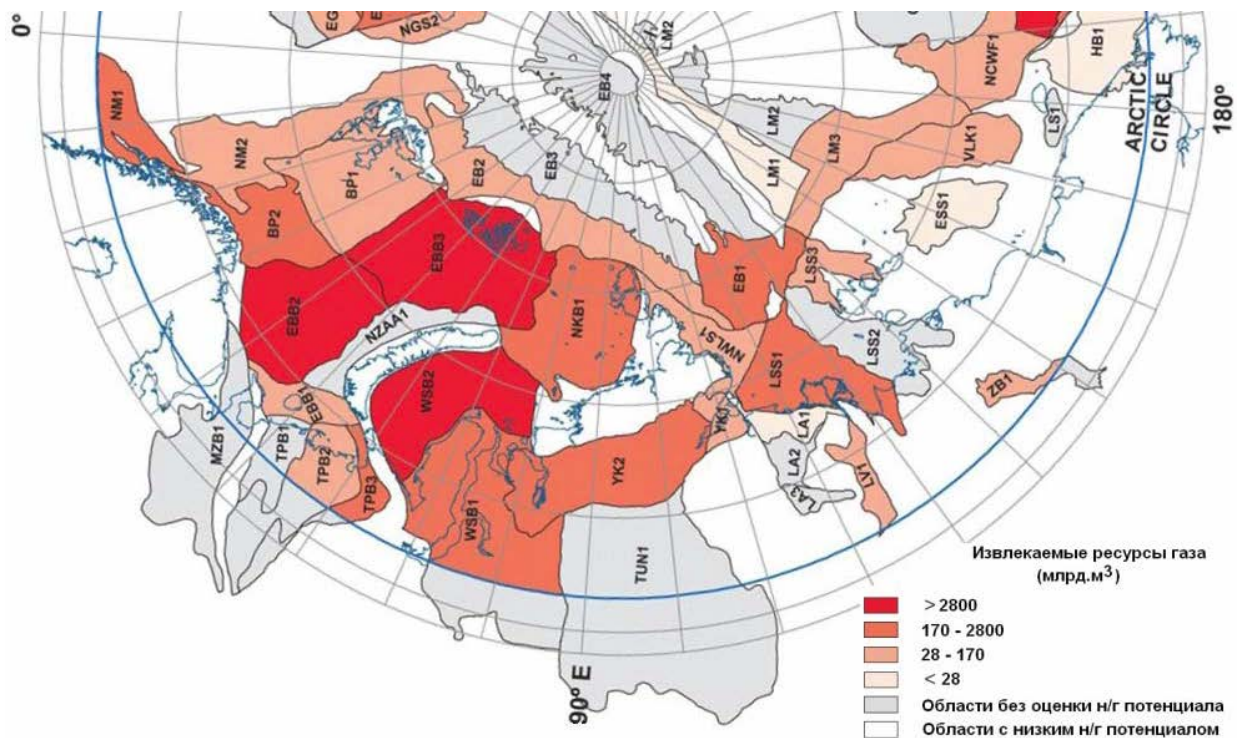


Рисунок Е.3.16 - Извлекаемые перспективные ресурсы газа Арктики России, по USGS, 2008:

BP1 – северная часть Баренцевоморской плиты; BP2 – южная часть Баренцевоморской платформы; EBB1 – Восточно-Баренцевоморский бассейн – Колгуевская терраса; EBB2 – Восточно-Баренцевоморский бассейн – южная часть и Лудловская седловина; EBB3 – северо-восточная часть Баренцевоморского бассейна; NZAA1 – бассейны Новой Земли и Адмиралтейского вала; MZB1 – северо-западная часть Мезенского бассейна; TPB1 – северо-западная часть Ижма-Печорской впадины; TPB2 – Тимано-Печорский бассейн – основная платформа; TPB3 – северо-восточная часть Тимано-Печорского бассейна; WSB1 – север Западно-Сибирского бассейна; WSB2 – южная часть Карского моря; NKB1 – бассейны и платформы севера Карского моря; YK2 – бассейн Енисея – Хатанги; LSS1 – западная часть грабена Лаптевых; LSS2 – восточная часть моря Лаптевых; LSS3 – шельф моря Лаптевых – Анисинско-Новосибирский бассейн; YK1 – антиклинальная складка Хатанги; LA1 – Ленско-Анабарский бассейн; EB1 – продельта Лены; EB2 – Евроазиатский бассейн – граница бассейна Нансена; LM3 – южная часть хребта Ломоносова; NWLS1 – шельф северо-западной части моря Лаптевых; VLK1 – Вилькицкий бассейн; ESS1 – бассейн Восточно-Сибирского моря; LM1 – хребет Ломоносова – бассейн Макарова; LM2 – бассейны Подводников и Макарова; EB3 – бассейн Нансена; EB4 – бассейн Амундсена; CB1 – окраинная зона Чукотского моря; NCWF1 – бассейны Северо-Чукотский и Северо-Врангелевский; LS1 – пролив Лонга; HB1 – бассейн Хопа; AA1 – Аляскинская платформа.



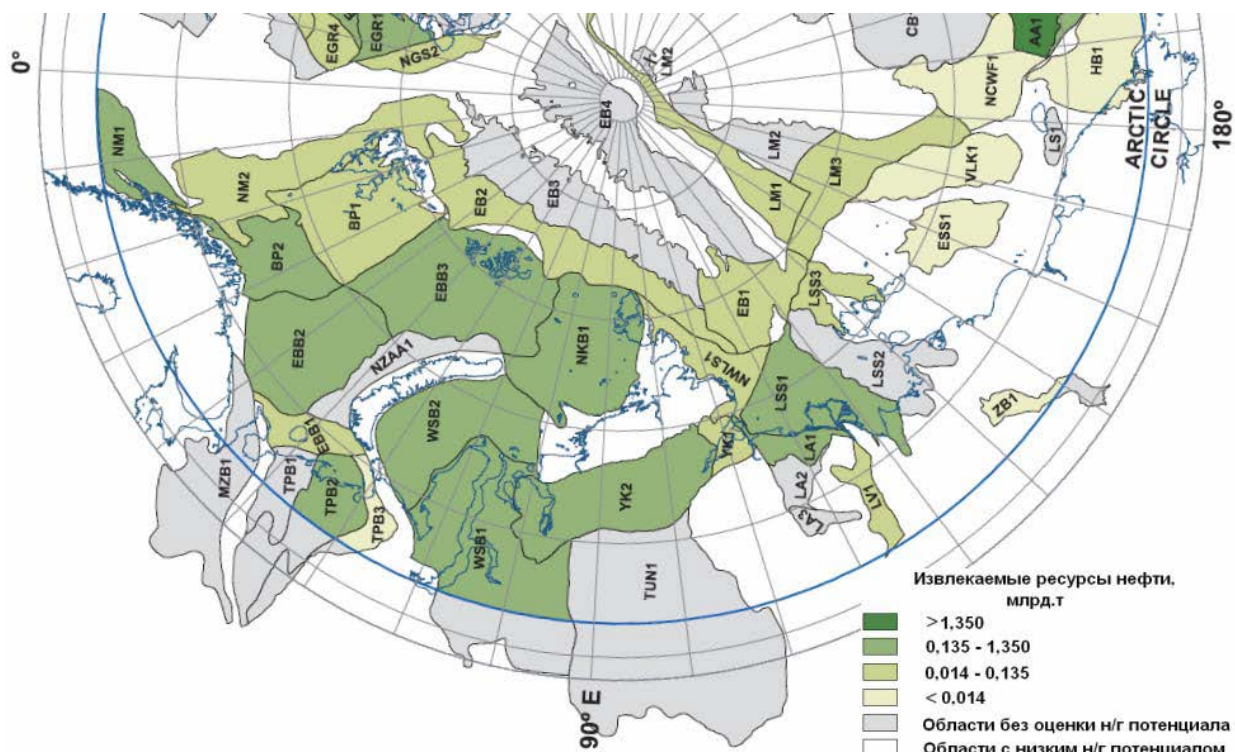
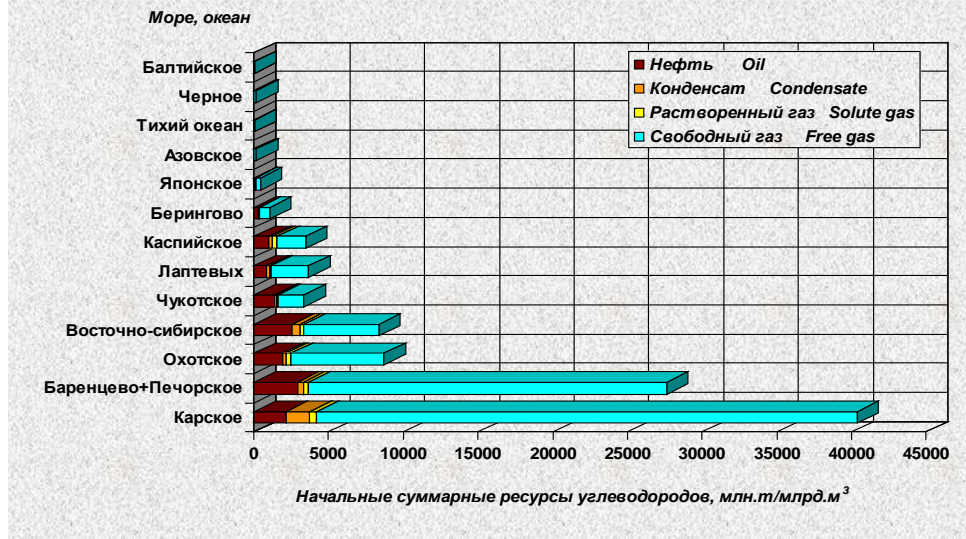


Рисунок Е.3.17 - Извлекаемые перспективные ресурсы нефти Арктики России, по USGS, 2008

В целом изученность Арктического шельфа неравномерная (рисунок Е.3.18). В западной части российского Арктического шельфа находится основное количество локализованных ресурсов УВ – около 94% от их общего количества, тогда как в восточной части, на континентальном склоне и в глубоководных частях Арктики преобладают прогнозные ресурсы УВ. В Баренцевом море изучены разведочным бурением и подготовлены к разработке два месторождения: Штокмановское ГКМ и Мурманское ГМ; в Печорском море – три месторождения: Приразломное НМ, Медыньское-море НМ и Долгинское НМ; в Карском море в Обско-Тазовской губе – два месторождения: Каменномыское ГМ и Северо-Каменномыское ГМ. Необходимо увеличить объемы ГРП по изучению и выявлению углеводородных ресурсов и подготовке к разработке выявленных месторождений нефти и газа по крайней мере в два-три раза (по сравнению с утвержденными их объемами в долгосрочной государственной программе изучения недр воспроизводства минерально-сырьевой базы до 2020 года).

## РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАЧАЛЬНЫХ СУММАРНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОДОВ НА ШЕЛЬФЕ РОССИИ



## АРКТИЧЕСКИЙ ШЕЛЬФ КАРТА ВЫЯВЛЕННЫХ СТРУКТУР И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

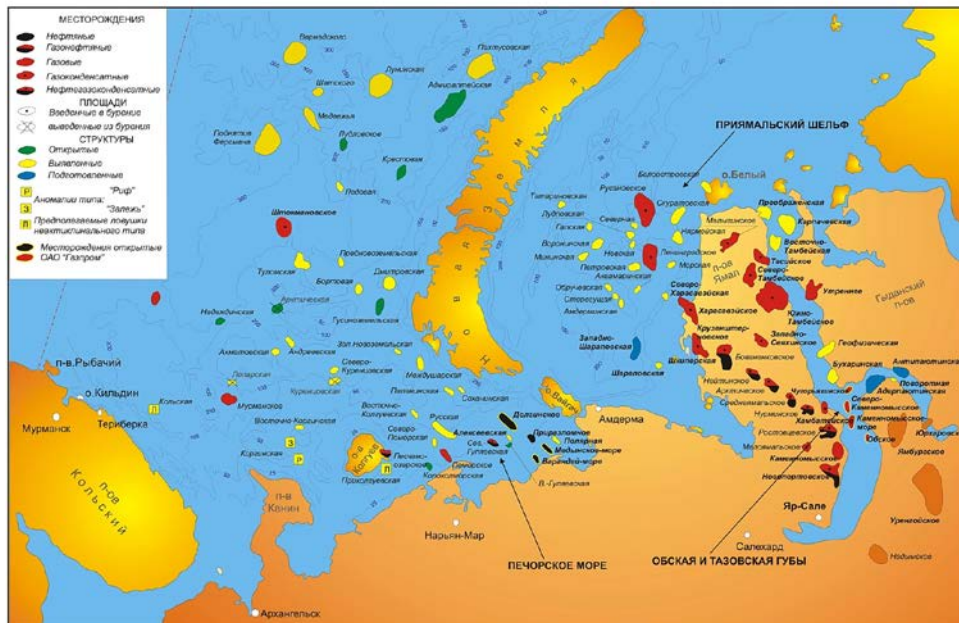


Рисунок Е.3.18 – Арктический шельф

## **Проект Сахалин-1. Разработка технологии для новых арктических проектов**

По мере продвижения нефтегазовой промышленности в неосвоенные районы Арктики требуются новые технологические и проектные критерии для обеспечения промышленно безопасных и экономически выгодных сложнейших проектов.

Проект Сахалин-1 представляет собой хороший пример разработок в неосвоенном приарктическом районе, под который необходимо специально разрабатывать проектные критерии и который требует инновационных технологических решений для работы в сложных экологических условиях, включая морской лед, прибойные волны и землетрясения.

Добыча по проекту Сахалин -1 на месторождении Чайво начата компанией Exxon Neftegas Limited (ENL) в октябре 2005 года. Начало добычи стало кульминацией почти 10 лет разработки проектных критериев и технологии. Концепция разработок включает шельфовую буровую платформу, буровые установки и сооружения для нефтеподготовки на месторождении Чайво, нефтепровод, идущий с востока на запад через весь остров и Татарский пролив на материковую Россию, и экспортный терминал с товарным парком и причалом для танкеров в Де Кастри. Нефть вывозится танкерами ледового типа в южном направлении через Татарский пролив, который в зимнее время частично закрыт однолетним льдом средней толщины (70-120 см). Морская буровая платформа Орлан находится на расстоянии 10 км от берега с глубиной дна 15 м.

Платформа ежегодно подвержена воздействию однолетнего пакового льда, толщиной 1,5 м, дрейфующего на 4000 км из Охотского моря на юг вдоль восточного побережья острова. Ледовая нагрузка регулируется ледяными торосами с подводной частью, достигающей глубины более 30 м (проектное значение 2000 года).

Проектная ледовая нагрузка конструкции вертикальной формы на участке шириной 80 м составляет примерно 385 меганьютон (mega new tons). Проект учитывает волновую нагрузку, которая создается штормами в конце лета и осенью, которые гонят прибойную волну на платформу. Волновая нагрузка, создаваемая мировым океаном, соответствуют порядку ледовой нагрузки, и локально высокое ударное давление создает для проекта осложнения. Сейсмичность о.Сахалин колеблется от умеренной до высокой. Активная система разломов Пильтун проходит с севера на юг по острову в 10 км от береговых сооружений и в 20 км от морской платформы. Эпицентр землетрясения в Нефтегорске в 1995 году с моментной магнитудой 7,1 балла находился примерно в 50 км от сооружений, построенных по проекту Сахалин-1. Все сооружения должны быть спроектированы с учетом

сейсмостойкости, а экспортный нефтепровод, пересекающий многочисленные разломы, должен выдерживать несколько метров смещения разломов.

Проектирование безопасных, надежных сооружений в сложной экологической обстановке о. Сахалин потребовало серьезной подготовки для определения проектных критериев в условиях недостатка данных. Хотя о. Сахалин находится в субарктической зоне приобретенный технический опыт может быть полезен для планирования разработок на шельфе высоких арктических широт.

Основной целью изучения ледовой обстановки был сбор данных по основным ледовым параметрам для расчета проектной ледовой нагрузки на платформу и глубины траншеи для укладки трубопровода. Отсутствие исчерпывающих характеристик на время проведения проектирования характерно для большинства новых разработок в арктических районах.

Критерий проектирования требует оценки редких повторяющихся явлений, создающих нагрузку (например, подводная часть торосов или придонные борозды). Изыскательские программы на Сахалине для получения характеристики размеров, частоты и значительности подводной части торосов проводились с начала 1995 года (задолго до предварительных проектно-конструкторских работ). Три года проходили изыскания геометрии хребта торосов, осадка кия торосов и скорости дрейфа замерялись в течение двух сезонов звуколокаторами и акустическими приборами Допплера, а в мае 1997 и 1998 годов проводились крупномасштабные измерения прочности торосов. Замеры прочности торосов на шельфе Сахалина представляют собой один из небольшого количества наборов данных такого рода, существующих на сегодняшний день. Данные, полученные в результате проведения этих программ, облегчили подсчет вероятностных ледовых нагрузок.

Морские исследования борозд, оставленных движением льда, проводились в районе шельфа Чайво с 1997 года для получения статистических данных о частоте и глубине донных борозд. В дальнейшем эти данные использовались при определении заглубления трубопровода. Исследования борозд должны были проводиться после вскрытия льда, чтобы можно было измерить их глубину до заполнения в результате волновой активности. Даже с учетом того, что исследования проводились после вскрытия льда, в результате заполнения борозд отмечалась значительная неопределенность по поводу их распределения. Проведение исследования борозд для трубопровода в Татарском проливе было невозможно по причине сильных течений, наличия в воде взвешенных частиц и быстрого сглаживания борозд, оставленных льдом.

В связи с этим исследования с воздуха и непосредственно со льда проводились несколько сезонов.

Исследования проводились для получения характеристики севших на мель торосов в непосредственной близости от пересечения трубопроводом Татарского пролива (количество, простираение по площади, глубина килей ледовых торосов). На основании этих данных была сделана осторожная оценка количества и глубины потенциальных торосов, севших на мель и угрожающих всплытием, которые могут пересечь трассу трубопровода в результате ледостава и весеннего вскрытия льда в проливе.

Существующие и новые технологии позволяют справиться с сахалинскими ледовыми условиями.

Морская буровая платформа Орлан, состоит из поисково-разведочной платформы с гравитационным основанием (ПГО), ранее известной как железобетонная буровая платформа (ЖБП). ЖБП была демонтирована до палубы и оборудована заново модулями для проживания и проведения буровых и добычных работ. Общий вес верхних строений составил 12000т, что потребовало внутреннего усиления стальной несущей части ЖБП платформы. Аварийное покидание, эвакуация и спасательные работы представляют собой серьезную проблему в арктических условиях, т.к. высаживать людей на подвижный лед слишком опасно, и спасательное авиасудно может быть раздавлено торосами. Было решено во время сложных ледовых условий постоянно держать у платформы Орлан ледокол поддержки, с тем, чтобы спасательное авиасудно могло приземлиться на корму ледокола, если потребуется эвакуация.

Было решено защитить шельфовые трубопроводы ото льда заглублением. Глубина заглубления определялась суммой трех компонентов:

- 1) максимальная предполагаемая борозда,
- 2) соответствующее заглубление ниже максимальной глубины борозды для того, чтобы деформация почвы под бороздой не превысила критерий механического напряжения трубы,
- 3) дополнительный допуск на предполагаемую эрозию почвы, накрывающей трубопровод во время срока эксплуатации.

Волновые условия в районе платформы Орлан определялись на основании расчетов физических элементов для прошедшего периода времени, эти условия оказались значительно сложнее, чем те, которые изначально планировались для ЖБП. Для оценки воздействия

больших прибойных волн на платформу Орлан и для проектирования укреплений вокруг платформы для защиты морского дна была проведена серия испытаний в волновом бассейне. Для поворота волн от платформы были спроектированы специальные волноотбойники.

Для оценки нагрузки, создаваемой ударным воздействием волн на палубу и на волноотбойники, было проведено гидродинамическое моделирование в масштабах бассейна. Проектирование строительных конструкций проводилось на основании местного барического максимума и волновой нагрузки, создаваемой мировым океаном, замеренных в условиях шторма, смоделированного в бассейне. Платформа была сориентирована на основании испытаний в бассейне, предназначенных для минимизации эффекта ударного воздействия волн.

Платформа и палубные строения, технологические сооружения и трубопроводы были спроектированы или проверены на сейсмоустойчивость на основании критериев, разработанных конкретно для местоположения сооружений. Такие критерии ускорения разрушения, как проектное расчетное землетрясение (интервал перед повтором 200 лет) и податливость землетрясению (интервал перед повтором 3000 лет), определялись по вероятностной оценке сейсмоопасности. В конце 1990-ых годов российские сейсмологи сделали основательный анализ сейсмичности о. Сахалин и анализ землетрясения в Нефтегорске 1995 года, включая бороздовое опробование 33км зоны поверхностного разрыва.

Модули платформы и буровая вышка были спроектированы под нагрузки, создаваемые землетрясением. Уникальная структура почвы (плотный песок) вместе с очень жесткой конструкцией потребовали создания платформы и модуля с собственной частотой колебаний первого тона в диапазоне частот, соответствующих высоким амплитудам колебания грунта. Эта ситуация полностью отличалась от предыдущих ситуаций, когда устанавливались платформы с обшивкой (в основном на калифорнийском шельфе), частоты которых сильно отличались от диапазона энергетических частот диапазона сейсмического разрушения.

Было проведено сложное моделирование взаимодействия почвы и конструкции с применением 3-мерных моделей почвы для определения нелинейного и разупрочняющего поведения как реакции на податливость землетрясению. С помощью этих моделей стало понятно, каким образом модуль реагирует на проектирование конструкции и как нужно проводить МТО. Проектирование трубной обвязки и опор для обвязки для всех модулей платформы было очень непростым, хотя сама обвязка была хорошо смоделирована.

Буровая вышка закупалась как оборудование, спроектированное в соответствии с нормативными требованиями, которые не включают сейсмичность, отмечающуюся в районе

платформы Орлан. Тот факт, что это одна из самых больших существующих вышек, и то, что она устанавливается на несколько этажей буровых модулей, значительно усложнил проектирование вышки. Для улучшения технических характеристик вышки в условиях податливости землетрясению была разработан резонансный виброгаситель. Резонансный виброгаситель состоит из стальной массы весом 100 т, установленной на резиновых/стальных подшипниках, и соединен с большими гидравлическими виброгасителями. Вся система находится внутри обогреваемой камеры в верхней части буровой вышки. Податливость землетрясению буровой вышки составляет 40%.

Трубопроводы подвержены воздействию распространения сейсмических волн и возможному значительному смещению почвы в результате смещения разломов, разжижения почвы и оползней. Возможные большие объемы смещения грунта размещались с учетом проектных критериев деформации, которые допускают высокую степень деформации трубопровода без потери содержимого. Применение трубной стали с нижним пределом текучести (X-60) и поперечных сварных швов с высоким запасом прочности помогли обеспечить высокую деформационную устойчивость.

Деформационная устойчивость была проверена испытаниями на растяжение и полномасштабными испытаниями на изгиб.

Рост добычи нефти и природного газа происходит в основном за счет разработки новых месторождений. В связи с этим возникает проблема энергоснабжения этих месторождений, зачастую удаленных.

Большинство новых месторождений расположены в труднодоступных районах, где добыча полезных ископаемых затруднена из-за сложных ландшафтных и климатических условий. Кроме того, там обычно совершенно не развита или полностью отсутствует сетевая инфраструктура, и проведение линий электропередачи в такие районы требует немалого времени, равно как и затрат.

В скором будущем предполагается начать освоение нефтегазовых месторождений на арктическом шельфе. Возникает вопрос: как обеспечивать энергоснабжение этих нефтяных платформ (рис. Е.3.19)?



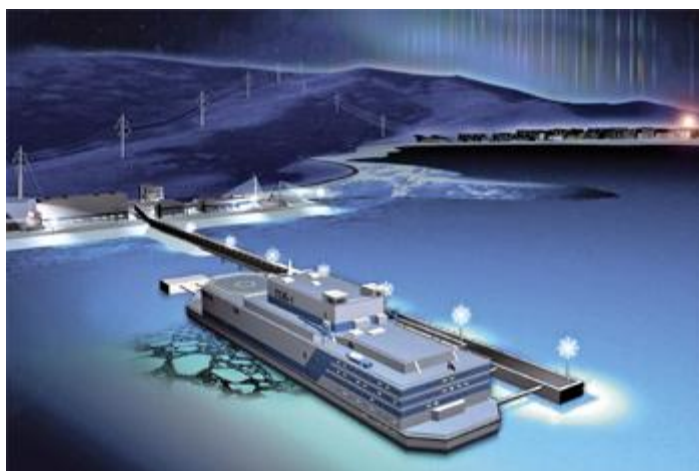


Рисунок Е.3.19 – Новая Арктика: плавучие АЭС возле нефтяных вышек

Новых решений требуют и уже освоенные месторождения: на многих из них добыча интенсифицируется, причем вследствие увеличения выработанности таких объектов существенно возрастает энергоемкость производства, растут тарифы на электроэнергию, что увеличивает долю энергозатрат в бюджете нефтегазовых компаний. В связи с этим практически во всех компаниях нефтегазовой отрасли осуществляются программы по энергосбережению. Кроме того, все более актуальным становится развитие собственных источников электроэнергии.

Промышленники почувствовали востребованность автономных источников энергии, и на рынке представлено немало вариантов для собственной генерации. В частности, одним из самых распространенных энергетических объектов, предлагаемых нефтегазовой отрасли, являются газовые электростанции с возможностью утилизации тепла. Основное преимущество строительства подобных энергетических объектов – возможность использования попутного нефтяного газа в качестве дешевого топлива непосредственно на объекте нефтедобычи.

Напомним, что в России потери углеводородного сырья в факелах превышают 10 процентов. А ведь при сжигании попутного нефтяного газа в факелах не только теряется ценное углеводородное сырье и бесполезно расходуется энергия горючих компонентов, но и наносится заметный ущерб окружающей среде. Современные технологии утилизации попутного газа позволяют полностью использовать этот нефтяной газ на месторождениях, получая дополнительную электроэнергию, тепло и углеводородные газомоторные топлива.

Подобный подход к энергоснабжению считается одним из наиболее эффективных, так как позволяет обеспечить не только энергоснабжение, но и теплоснабжение месторождения.



Новым словом в энергоснабжении нефтегазовых месторождений могут стать плавучие атомные электростанции (ПАЭС). Прежде всего это касается месторождений на шельфе Северного Ледовитого океана.

В прошлом году на воду был спущен первый в мире энергоблок плавучей АЭС, его мощность составляет 70 МВт. Энергоблок будет работать в составе плавучей атомной электростанции «Академик Ломоносов», создаваемой на Камчатке. Затраты на производство первого блока составили около 16,5 миллиарда рублей, но последующие станции, после того как технология создания подобных объектов отработана, обойдутся дешевле.

Руководители «Росатома» заявляют, что концерн планирует построить серию ПАЭС и что интерес к ним проявляют российские компании, планирующие нефтедобычу на арктическом шельфе. Именно плавучие атомные станции дадут достаточно электроэнергии, необходимой для освоения нефтегазовых месторождений в Баренцевом и Карском морях, относящихся к числу самых труднодоступных в мире.

Надо отметить, что эти планы вызывают большие опасения в Европе. Особенно встревожены скандинавские экологические организации. Европейские экологи постоянно заявляют, что осуждают использование атомной энергии для эксплуатации нефтяных, газовых и минеральных ресурсов Арктики, считая это крайне рискованной затеей. По их мнению, риск аварий на плавучих АЭС выше, чем на обычных, а если произойдет авария, устранить ее последствия будет невозможно.

Кроме того, большую озабоченность у экологов вызывает и воздействие станций на хрупкую экосистему Арктики за счет выбросов радиации и тепла. В Европе также опасаются, что ядерные отходы, которые возникнут в процессе эксплуатации АЭС, будут сбрасываться в море.

В компании «Газпром» считают, что им для разработки новых месторождений необходимо как минимум пять плавучих энергоблоков. Для разработки Штокманского месторождения потребуются минимум две плавучие станции мощностью 200 МВт, а для новых ямальских месторождений – минимум три энергоблока.

По расчетам Росэнергоатома, одна плавучая станция экономит примерно 150 миллионов кубометров газа в год. Таким образом, за семь-восемь лет работы станция полностью окупает себя только на сэкономленном газе. Кроме «Газпрома», интерес к ПАЭС проявляют и другие российские компании.

### **Е.3.6 Основные направления научно-технического прогресса**

Повышение энергоэффективности существующих технологий разработки трудноизвлекаемых запасов нефти на основе объединения различных механизмов увеличения нефтеотдачи пластов и интеграции технологий.

Повышение энергоэффективности добычи нефти на основе энергоэффективного дизайна скважинного насосного оборудования.

Использование пенных систем и других реагентов для регулирования физико-химических, тепловых и газовых методов;

Исследование влияния и оптимизация объемов и состава газовых агентов, в том числе при сочетании закачки газа и воды;

Регулирование процесса внутрипластового окисления нефти. Определение влияния свойств пористой среды и закачиваемых в пласт агентов на кинетику окисления при закачке воздуха высокого давления;

Изменение свойств теплоносителя за счет добавок: растворителя, полимеров, пен, добавки химических веществ, препятствующих набуханию глин, образованию водонерастворимых солей;

Регулирование продвижения оторочек растворов химреагентов по пласту. Снижение адсорбции химических реагентов на пористой среде. Создание композиций химреагентов для конкретных условий пласта. Внутрипластовое снижение вязкости нефти химреагентами;

Моделирование процессов фильтрации различных агентов нефтеизвлечения;

Оценка эффективности закачки воды различной минерализации в пласты, изменение проницаемости и смачиваемости пористой среды.

Создание высокоэффективных и надежных передвижных и мобильных наземных парогенераторов.

Создание высокоэффективных систем теплоизоляции колонн насосно-компрессорных и обсадных труб, имеющих конкурентоспособную стоимость.

Разработка высокоэффективных и надежных систем скважинных генераторов пара и тепла для термического воздействия на призабойную зону пласта.

Создание термостойких конкурентоспособных эластомеров для обойм винтовых насосов при использовании их в «горячих» скважинах с температурой до 200 °С.

Разработка моделей процесса работы объемного роторного насоса без использования эластичной обоймы (контакт «металл – металл») для откачки высоковязкой продукции, содержащей механические примеси и свободный газ, при рабочей температуре до 250 °С.

Создание объемных роторных насосов для откачки «горячей» высоковязкой жидкости с механическими примесями и свободным газом.

Создание доступных и стабильных химических реагентов, снижающих вязкость пластового флюида при температурах до 90°С.

Совершенствование капиллярных систем (систем миниколтубинга) для подачи химреагентов, топлива и окислителя на забой скважины.

Создание, на основе математических моделей и быстрого прототипирования (3Д принтеры), специальных динамических и объемно-динамических насосов для откачки «горячей» высоковязкой жидкости с механическими примесями и свободным газом.

### **Литература к Главе 3**

по части ТИЗ

1. Прищепа О.М. Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения. /Нефтегазовая вертикаль, №5, 2011.
2. Jean-Pierre Favennec The Economics of EOR / Conference of Enhanced Oil Recovery (EOR), 6 December 2004, London, UK.
3. Крянев Д.Ю. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения. / Нефтегазовая вертикаль, №5, 2011.
4. Хавкин А.Я. Гидродинамические основы разработки залежей нефти с низкопроницаемыми коллекторами. М.: МО МАНПО, 2000, 526 с.
5. Антониади Д.Г., Валуйский А.А., Гарушев А.Р. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеизвлечения в общем объеме мировой добычи // Нефтяное хозяйство. – 1999. - № 1. – С. 16 –23.
6. Назьев В. Остаточные, но не второстепенные // Нефтегазовая вертикаль. – 2000. - № 3. – С. 21 – 22.
7. Гаврилов В.П. Концепция продления «нефтяной эры» России // Геология нефти и газа. – 2005. - № 1. – С. 53 – 59.

8. Запивалов Н.П. Геолого-технологические особенности освоения трудноизвлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. – 2005. - № 6. – С. 57 – 59.

9. Максutow P., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России / Технологии ТЭК. – 2005. - № 6. – С. 36 – 40.

10 Яценко И.Г. О роли трудноизвлекаемых нефтей как источнике углеводородов в будущем на основе информационно-вычислительной системы по нефтехимической геологии Музея нефтей ИХН СО РАН / Материалы международной научно-практической конференции «Культурное наследие и информационные технологии на постсоветском пространстве АДТИТ-15», 10-14 мая 2011 г., г. Минск

11. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств. / Нефтегазовое дело №1, 2006

12. Рузин Л.М. Особенности и инновационные направления освоения ресурсов высоковязких нефтей. / Известия Коми научного центра УрО РАН, № 2, 2010.

по части Арктики

1. Олейнов А.Г. Топливо-энергетический комплекс. Учебно-справочное пособие. – М.: Навона, 2008. С. 19.

2. Международное собрание экспертов – Устойчивое развитие в Арктике перед лицом Глобального Изменения Климата: научные, социальные, культурные и образовательные вызовы. Отчет и рекомендации / ЮНЕСКО, Марта 2009, Монте-Карло, Монако.

3. Adrian J. Bradbrook. “The Law of Energy for Sustainable Development” / Cambridge University Press, 2005.

4. Adrian J. Bradbrook. “Energy Law and Sustainable Development” / IUCN Environmental Policy and Law Paper No. 47, 2003.

5. Arctic Climate Feedbacks: Global Implications / WWF International Arctic Programme, August, 2009.

6. Arctic Oil and Gas in the Global Energy Picture by International Energy Agency, 2010 // URL: [http://www.iea.org/speech/2010/Diczfalusy\\_Norway\\_Jan2010.pdf](http://www.iea.org/speech/2010/Diczfalusy_Norway_Jan2010.pdf)

7. Arctic oil and gas, 2007. Report by AMAP, Arctic Council.

8. Ariel Cohen, “From Russian Competition to Natural Resources Access: Recasting U.S. Arctic Policy” // The Heritage Foundation, Backgrounder No.2421, June 15, 2010. P. 11.

9. BP statistical review of world energy 2011.

10. *Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle*. U.S. Geological Survey. Fact Sheet 2008–3049
11. *Climate Change, Permafrost, and Impacts on Civil Infrastructure* / U.S. Arctic Research Commission. Permafrost Task Force Report. December 2003. Special Report 01–0.
12. *Donat-Peter Häder*. “The law of energy for sustainable development” / Cambridge University Press, 2005.
13. *Energy and environment report 2008* / European Environment Agency Report No 6/200/
14. *Exploration and exploitation of hydrocarbons in Greenland*. Strategy for licence policy 2009 / Bureau of Minerals and Petroleum of Greenland. No. 6. December 2009.
15. *Gautier, et al*, “Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Arctic.” *Science*, 29 May 2009: Vol. 324 no. 5931 PP. 1175–1179.
16. *Ihlen, Oyvind, Nitz, Michael*, “Oil and Gas as a Natural Riches or Environmental Problems: Framing Contests in Public Relations”. Paper presented at the annual meeting of the International Communication Association, Dresden International Congress Centre, Dresden, Germany, 2011, P. 13.
17. *IHS CERA: The Role of Deepwater Production in Global Oil Supply* // URL: [http://press.ih.com/article\\_display.cfm?article\\_id=4267](http://press.ih.com/article_display.cfm?article_id=4267)
18. *International energy agency / World energy outlook*, 2010. P. 46.
19. *International energy agency / World energy outlook*, 2011.
20. *Jan Petersen*, “Transatlantic Efforts for Peace and Security”. Speech to Carnegie Institution, Washington D.C. Minister of Foreign Affairs, Norway, 2005–03–05.
21. *John Westwood, Barney Parsons and Willy Rowley*, “Global Ocean Markets”. *Oceanology*, Vol. 14 № 3/2001, P. 84.
22. *List of mineral and petroleum licences in Greenland*/ Bureau of Minerals and Petroleum of Greenland. February 16, 2012.
23. *Martin Damso Bruun, Gregers Dam, Niels-Erik Hamann and Martin Sonderholm*, “Greenland – The New Arctic Hot Spot?” *American Association of Petroleum Geologists, European Region Newsletter*, March 2011, P. 1.
24. *Martin Sommerkorn & Susan Joy Hass*. “Arctic Climate Feedbacks: Global Implications” / WWF International Arctic Programme, August, 2009.
25. *Mohamed Zakzouk, Emmanuel Preville*, “Status of Oil and Gas Development in Northern Canada”. Parliament of Canada, Industry, Infrastructure & Resources Division, 1 February 2012 //

HillNote No. 2012-04-E; URL: [http://www.aadnc-aandc.gc.ca/DAM/DAM-INTER-HQ/STAGING/textetext/nog\\_df\\_rts\\_1319035073097\\_eng.pdf](http://www.aadnc-aandc.gc.ca/DAM/DAM-INTER-HQ/STAGING/textetext/nog_df_rts_1319035073097_eng.pdf)

26. *Paul L. Kelly*, “Evaluating the impact of the law of the sea treaty on future offshore drilling”. Presentation at Global Offshore Drilling 2005 Conference “Break the Boundaries and Explore New Frontiers”, April 19, 2005. P. 2

27. *Pawel Folfas*, “Norwegian investments in gas fields in the Barents Sea – crucial enterprises for European energy market or vain hopes for the end of dependence on Russian gas?”. Globalization, Energy and Environment, Warsaw School of Economics, 29–30 May, 2008. P. 5

28. *S. Tanaka, Y. Okada, Y. Ichikawa*, “Offshore Drilling and Production Equipment” / Civil Engineering – Vol. II. P. 2

29. *Scott G. Borgerson*, “Arctic Meltdown” / Foreign Affairs, March/April 2008; Martin Sommerkorn & Susan Joy Hass.

## **Е.4 НОВЕЙШИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ**

### **Е.4.1 Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов. Новые технологии**

В настоящее время на нефтяных месторождениях широкое распространение получили физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), основной целью которых является вовлечение в заводнение и в разработку слабодренлируемых запасов нефти (полимерное заводнение, технологии ВПП нагнетательных скважин), а также увеличение коэффициента вытеснения нефти водой из пласта (технология щелочь-ПАВ-полимерного заводнения (ASP), газовое и водогазовое воздействие). В России наиболее широкое применение получили потокоотклоняющие технологии или технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, использующие осадко- или гелеобразующие составы. В северной Америке и в других регионах мира широкое распространение получили газовые методы, а также метод полимерного заводнения. В настоящее время начинает активно внедряться технология ASP. В последнее время методы ПНП приобретают особую актуальность ввиду массового освоения залежей трудноизвлекаемых запасов нефти. В частности метод полимерного заводнения начинают активно применять на шельфовых месторождениях, в которых трудно достичь достаточно плотную сетку скважин и получить необходимый охват пласта заводнением без применения специальных технологий.

#### **Е.4.1.1 Водогазовое воздействие [1-4]**

Применение газа для вытеснения нефти из пластов имеет большую историю с 1957 г., поэтому включает в себя целый ряд методов и технологий, которые могут быть сгруппированы по разным признакам. В целом, методы различают в первую очередь по смешиваемости газа с пластовой нефтью. Наибольшее количество осуществленных опытно-промышленных работ относится к проектам смешивающегося вытеснения нефти. Условия смесимости достигаются обогащением газа (в основном метана) промежуточными компонентами, например, пропаном или повышением пластового давления выше критического. В первом случае обогащение газа значительно удорожает проект (транспортировка и высокая стоимость этих

компонентов), во втором случае выдвигает определенные технологические требования к оборудованию и выбору объекта.

Для процесса несмешивающегося вытеснения дополнительная добыча обуславливается снижением остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти газом и увеличением охвата пласта вытеснением. Остаточная нефтенасыщенность пористой среды при этом воздействию ниже, чем при заводнении, при вытеснении нефти газом гистерезис фазовых проницаемостей, обмен компонентами газа и нефти также приближает данный процесс к смешивающему типу вытеснения.

Гибридное водогазовое воздействие заключается в закачке в пласт первоначально большой оторочки газа, а затем в чередовании небольших оторочек газа и воды. Несколько последних опытно-промышленных испытаний предусматривают совместную закачку воды и газа. Этот процесс осуществляется путем смешения фаз на устье в специальных емкостях, либо закачкой агентов по отдельным магистральным линиям и смешением их на забое.

При выборе смешивающегося режима вытеснения часто приходится проводить дополнительный этап по подъему пластового давления. В качестве газа обычно выбираются: углекислый, углеводородный или газы-продукты горения. Углекислый газ является самым дорогостоящим и применяется только для смешивающегося типа вытеснения или когда поблизости есть источники дешевого газа (отходы химических производств, в разрезе имеются пласты, содержащие данный газ). В последнее время чаще используется попутный газ, обогащение его пропаном, как правило, значительно удорожает процесс и экономически мало или неэффективно.

Количество закачиваемого газа (приведенного к нормальным условиям) составляет 20-30 поровых объемов пласта, что составляет в пластовых условиях оторочки около 30% порового объема. Соотношение вода-газ при реализации водогазового воздействия колеблется около 1:1. В осуществленных проектах использовались различные системы разработки: рядные, семи или пятиточечные обращенные системы. Прослеживается тенденция, что с ростом плотности сетки скважин увеличивается коэффициент нефтеотдачи.

Повышение нефтеотдачи пластов при водогазовом воздействии определяется двумя механизмами. Первый – оптимизация подвижности вытесняемого флюида, т.е. за счет совместной фильтрации воды и газа их фазовые проницаемости значительно ниже единицы, а рост эффективной вязкости вытесняющего реагента приводит увеличению охвата пласта вытеснением. Второй – снижением остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти га-



зом. При большой доле закачиваемого газа преобладает второй механизм, но при малом охвате пласта вытеснением. При снижении доли газа возрастает охват, но и увеличивается остаточная нефтенасыщенность. Поэтому применение водогазового воздействия требует предварительных лабораторных исследований по оптимизации соотношения закачиваемых газа и воды.

Большинство работ проводится при чередующейся закачке воды и газа, так как одновременная закачка приводит к значительному снижению приемистости нагнетательных скважин. Практически все опытно – промышленные испытания были успешными и показали прирост коэффициента нефтеотдачи на 5% (на некоторых месторождениях были достигнуты даже 20%-е приросты). Большинство проектов осуществлено на высокопроницаемых коллекторах. Средний прирост коэффициента нефтеотдачи по сравнению с заводнением составляет 9,7% для смешивающегося режима вытеснения и 6,4% для несмешивающегося. Средний прирост коэффициента при применении углекислого газа составил 10%, а углеводородных и газов горения 8%, хотя необходимо отметить, что при применении  $\text{CO}_2$  достигался режим смешивания для большого числа испытаний, в то время как для других газов доля применения смешивающегося режима вытеснения была меньше. Максимальные приросты нефтеотдачи обнаружены при применении метода в карбонатных коллекторах. Отметим, что в данный анализ не вошли широкие опытно – промышленные испытания технологий на месторождениях Северного моря, ввиду незаконченности большинства испытаний. Хотя предварительные оценки весьма оптимистичные.

В таблице Е.4.1 приведены некоторые характеристики и эффективность реализуемых в мире газовых проектов [5].

Таблица Е.4.1 - Некоторые характеристики и эффективность реализуемых в мире газовых проектов

Страна	Компания/Оператор	Месторождение	Дата начала проекта	Кол-во добывающих скважин	Кол-во Нагнетательных скважин	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 доб скв.	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 наг скв.
<b>Закачка углекислого газа</b>								
США	Amerada Hess	Adair San Andres Unit	11/97	19	18	143,01	7,53	7,95
США	Amerada Hess	Seminole Unit-Main Pay Zone	7/83	408	160	3765,93	9,23	23,54
США	Amerada Hess	Seminole Unit-ROZ Pay Phase 1	7/96	15	10	222,46	14,83	22,25
США	Anadarko	Northeast Purdy	9/82	85	49	286,02	3,36	5,84
США	Anadarko	Bradley Unit	2/97	29	12	95,34	3,29	7,95
США	Anadarko	Slaughter (H T Boyd lease)	8/01	32	24	0	0	0
США	BP	Wasson-Willard	1/86	282	226	762,72	2,70	3,37
США	Burlington Resources	El Mar	4/94	69	56	100,107	1,45	1,79
США	Chevron	Goldsmith	12/96	16	9	0	0	0
США	Chevron	Rangely Weber Sand	10/86	345	240	1589	4,61	6,62
США	Denbury Resources	Little Creek	1985	59	29	556,15	9,43	19,18
США	Denbury Resources	West Mallalieu	1986	6	6	19,068	3,18	3,18
США	Diamond Petroleum	Dover 36	1997	1	2	31,78	31,78	15,89
США	Diamond Petroleum	Dover 33	1996	2	1	47,67	23,84	47,67
США	ExxonMobil	Cordona Lake	12/85	30	20	63,56	2,12	3,18

Страна	Компания/Оператор	Месторождение	Дата начала проекта	Кол-во добывающих скважин	Кол-во Нагнетательных скважин	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 доб скв.	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 наг скв.
США	ExxonMobil	GMK South	1982	31	28	63,56	2,05	2,27
США	ExxonMobil	Greater Aneth Area	2/85	143	120	476,7	3,33	3,97
США	ExxonMobil	Means (San Andres)	11/83	484	284	1382,43	2,86	4,87
США	ExxonMobil	Postle	11/95	140	110	953,4	6,81	8,67
США	ExxonMobil	Salt Creek	10/93	137	100	1477,77	10,79	14,78
США	ExxonMobil	Sharon Ridge	2/99	46	9	158,9	3,45	17,66
США	ExxonMobil	Slaughter	5/85	24	11	92,162	3,84	8,38
США	ExxonMobil	Slaughter	6/89	228	154	635,6	2,79	4,13
США	ExxonMobil	Wasson	10/85	33	17	206,57	6,26	12,15
США	ExxonMobil	Wasson (Cornell Unit)	7/85	61	50	111,23	1,82	2,22
США	Fasken	Hanford	7/86	23	26	63,56	2,76	2,44
США	Fasken	Hanford East	3/97	7	4	4,767	0,68	1,19
США	First Permian	East Penwell (SA) Unit	5/96	34	13	15,89	0,47	1,22
США	Chaparral Energy	Sho-Vel-Tum	9/82	60	40	222,46	3,71	5,56
США	Kinder Morgan	SACROC	1/72	200	200	1589	7,95	7,95
США	Merit Energy	Lost Soldier	5/89	54	60	405,195	7,50	6,75
США	Merit Energy	Lost Soldier	5/89	20	41	202,5975	10,13	4,94
США	Merit Energy	Lost Soldier	6/96	5	4	135,065	27,01	33,77
США	Merit Energy	Wertz	10/86	28	41	135,065	4,82	3,29
США	Merit Energy	Wertz	9/00	25	22	94,5455	3,78	4,30
США	Orla Petco	East Ford	7/95	10	7	31,78	3,18	4,54
США	Occidental Permian	Anton Irish	4/97	92	75	1078,931	11,73	14,39
США	Occidental Permian	Bennett Ranch Unit	6/95	34	23	228,816	6,73	9,95
США	Occidental Permian	Cedar Lake	8/94	175	166	460,81	2,63	2,78

Страна	Компания/Оператор	Месторождение	Дата начала проекта	Кол-во добывающих скважин	Кол-во Нагнетательных скважин	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 доб скв.	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 наг скв.
США	Occidental Permian	Mid Cross-Devonian Unit	7/97	12	6	42,903	3,58	7,15
США	Occidental Permian	N. Cross	4/72	25	12	158,9	6,36	13,24
США	Occidental Permian	North Cowden	2/95	30	18	79,45	2,65	4,41
США	Occidental Permian	S. Cross	6/88	21	10	476,7	22,70	47,67
США	Occidental Permian	Slaughter (Central Mallet)	1984	188	136	476,7	2,54	3,51
США	Occidental Permian	Slaughter Estate	12/84	191	161	794,5	4,16	4,93
США	Occidental Permian	Alex Slaughter Estate	8/00	21	14	31,78	1,51	2,27
США	Occidental Permian	Slaughter Frazier	12/84	64	57	185,1185	2,89	3,25
США	Occidental Permian	Wasson (Denver)	4/83	868	458	4369,75	5,03	9,54
США	Occidental Permian	Wasson (South)	1/86	90	76	174,79	1,94	2,30
США	Occidental Permian	Wasson ODC	11/84	296	276	1366,54	4,62	4,95
США	Occidental Permian	Cogdell	10/01	38	19	214,515	5,65	11,29
США	Oxy USA	North Dollarhide	11/97	22	4	47,67	2,17	11,92
США	Oxy USA	South Welch	4/96	38	19	150,955	3,97	7,95
США	Oxy USA	West Welch	10/97	30	13	5,5615	0,19	0,43
США	Phillips	South Cowden	2/81	43	22	39,725	0,92	1,81
США	Phillips	Vacuum	2/81	192	103	826,28	4,30	8,02
США	Pioneer Natural Resources	Sprayberry	2/01	4	4	1,589	0,40	0,40
США	Pure Resources	Dollarhide	5/85	83	66	413,14	4,98	6,26

Страна	Компания/Оператор	Месторождение	Дата начала проекта	Кол-во добывающих скважин	Кол-во Нагнетательных скважин	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 доб скв.	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 наг скв.
		(Devonian) Unit						
США	Pure Resources	Dollarhide (Clearfork "AB") Unit	11/95	21	4	22,246	1,06	5,56
США	Pure Resources	Reinecke	1/98	32	6	214,515	6,70	35,75
США	Stanberry Oil	Hansford Marmaton	6/80	5	7	28,602	5,72	4,09
США	Texaco	Greater Aneth	10/98	12	10	63,56	5,30	6,36
США	Texaco	Mabee	1/92	390	85	317,8	0,81	3,74
США	Texaco	Slaughter Sundown	1/94	142	99	810,39	5,71	8,19
США	Texaco	Vacuum	7/97	48	24	492,59	10,26	20,52
Канада	Penn West Petroleum Ltd.	Joffre	8/85	32	12	111,23	3,48	9,27
США	Chaparral Energy	Sho-Vel-Tum	11/98	6	1	10,4874	1,75	10,49
Тринидад	Petrotrin	Forest Reserve		6	2	6,8327	1,14	3,42
Тринидад	Petrotrin	Forest Reserve		3	1	12,3942	4,13	12,39
Тринидад	Petrotrin	Oropouche		4	3	5,0848	1,27	1,69
Турция	ТРАО	Batman		212	69	953,4	4,50	13,82
<b>Закачка углеводородного газа</b>								
США	BP	Prudhoe Bay	12/82-2/87	318	93	9534	29,98	102,52
США	ExxonMobil	South Pass Block 89	12/83	9	5	333,69	37,08	66,74

Страна	Компания/Оператор	Месторождение	Дата начала проекта	Кол-во добывающих скважин	Кол-во Нагнетательных скважин	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 доб скв.	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 наг скв.
США	ExxonMobil	South Pass Block 89	7/89	3	3	31,78	10,59	10,59
США	Phillips	Kuparuk River	6/88-12/96	350	260	5243,7	14,98	20,17
Канада	Devon Canada	Swan Hills	10/85	400	95	651,49	1,63	6,86
Канада	Canadian Hunter Expl.	Brassey	8/89	6	6	238,35	39,73	39,73
Канада	Burlington Resources	Fenn-Big Valley	4/83	26	7	93,751	3,61	13,39
Канада	Conoco Canada	Goose River	4/87	36	14	270,13	7,50	19,30
Канада	Imperial Oil	Pembina Pool 'G'	9/89	2	1	94,5455	47,27	94,55
Канада	Imperial Oil	Pembina Pool 'K'	1984	1	1	77,861	77,86	77,86
Канада	Imperial Oil	Pembina Pool 'L'	1985	4	1	147,777	36,94	147,78
Канада	Imperial Oil	Pembina Pool 'M'	1983	3	1	108,8465	36,28	108,85
Канада	Imperial Oil	Pembina Pool 'O'	11/83	2	1	60,382	30,19	60,38
Канада	Imperial Oil	Pembina Pool 'P'	10/83	3	1	87,395	29,13	87,40
Канада	Imperial Oil	Pembina Pool 'Q'	2/85	2	1	59,5875	29,79	59,59
Канада	Imperial Oil	Wizard Lake	1969	47	8	206,57	4,40	25,82
Канада	Imperial Oil	Rainbow Pool "T"	6/69	2	1	63,56	31,78	63,56
Канада	Imperial Oil	Rainbow Pool "Z"	2/71	9	1	301,91	33,55	301,91

Страна	Компания/Оператор	Месторождение	Дата начала проекта	Кол-во добывающих скважин	Кол-во Нагнетательных скважин	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 доб скв.	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 наг скв.
Канада	Husky Oil	Rainbow KR B Pool	6/84	59	10	1399,909	23,73	139,99
Канада	Husky Oil	Rainbow KR E Pool	6/72	5	2	79,45	15,89	39,73
Канада	Husky Oil	Rainbow KR EEE Pool	4/70	2	1	11,123	5,56	11,12
Канада	Husky Oil	Rainbow KR A Pool	12/68	17	2	286,02	16,82	143,01
Канада	Husky Oil	Rainbow South KR E Pool	4/94	6	3	158,9	26,48	52,97
Канада	Husky Oil	Rainbow South KR G Pool	5/95	3	2	79,45	26,48	39,73
Канада	Husky Oil	Rainbow KR F Pool	6/96	34	7	508,48	14,96	72,64
Канада	ExxonMobil Canada Oil	Rainbow	7/83	5	1	95,34	19,07	95,34
Канада	ExxonMobil Canada Oil	Rainbow	9/72	14	2	174,79	12,49	87,40
Канада	ExxonMobil Canada Oil	Rainbow South	8/72	5	2	151,7495	30,35	75,87
Ливия	Zueitina Oil			20	6	6356	317,80	1059,33
ОАЭ	TotalFinaElf	Abu Dhabi		3	1	47,67	15,89	47,67
Венесуэла	PDVSA E&P	Maturin, Campo Mulata		45	10	12712	282,49	1271,20
Венесуэла	PDVSA E&P	Maturin, Campo Mulata		26	5	7150,5	275,02	1430,10
Венесуэла	PDVSA E&P	Maturin, Campo Furrial		102	43	6514,9	63,87	151,51

Страна	Компания/Оператор	Месторождение	Дата начала проекта	Кол-во добывающих скважин	Кол-во Нагнетательных скважин	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 доб скв.	Доп. добыча м <sup>3</sup> /день на 1 наг скв.
<b>Закачка азота</b>								
США	Exxon	Jay-Little Escambia Creek	1/81	53	38	1700,23	32,08	44,74
США	ExxonMobil	Hawkins	8/87	27	6	158,9	5,89	26,48
США	ExxonMobil	Hawkins	1/94	267	20	476,7	1,79	23,84
Мексика	Pemex	Cantarell-Akal	5/00					



Крупнейшим проектом, реализуемым в США, по применению газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН), основанном на закачке в пласт углеводородов, является разработка гигантского месторождения Прудэ Бей (Prudhoe Bay), штат Аляска. Применение третичного метода по смешивающемуся вытеснению обогащенным газом нефти начато в конце 1982 года компанией ARCO [6, 7].

Согласно этому третичному методу разработки предполагалось увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) на 10-20% помимо первичного и вторичного методов разработки (первичный метод – без ППД, вторичный – с ППД путем закачки воды).

Первым этапом применения метода газового воздействия явился пилотный проект который заключался в газовом воздействии на восточной части месторождения. Осуществление проекта предусматривалось начать предварительной закачкой добытой с нефтью пластовой воды в конце ноября и закачку водогазовой смеси - в конце декабря. В случае экономической и технологической приемлемости проекта, он должен был быть распространен на другие участки месторождения. Проект охватывал участок в 1478 га около станции FS-3 на западной нижней части месторождения. Геологические запасы нефти этого участка оценивались в 60,3 млн. т. Этот участок был выбран вследствие близости к источникам воды и обогащенного газа, а также из-за высокого пластового давления и низкой насыщенности нефти свободным газом.

Вертикальный разрез продуктивного пласта имел общую толщину, насыщенную легкой нефтью в 30,5 м в зонах Zulu/X Ray и часть зоны Victor, верхние зоны находятся в интервале между верхом Sadlerochit и верхом пласта тяжелой нефтяной зоны. Зоны Zulu/X Ray содержат мелкие и среднезернистые песчаники со многими пропластками из прерывистых сланцев. Зона Victor в верхней половине представлена конгломератом, в нижней - из грубозернистого песчаника. Сланец, отделяющий X Ray и Victor распространен по всей площади проектного участка.

По оценке ARCO первичным методом разработки должно было быть извлечено 16,7 млн. т. нефти или 27,7% от геологических запасов. Заводнением участка, разбуренного по сетке 32 га/скв., и за счет уплотнения сетки бурением предполагалось добыть еще 8,9 млн. т нефти или 14,7% от геологических запасов. За счет пилотного проекта должно было быть добыто еще 3,2 млн. т нефти, или 5,4% от геологических запасов. В дополнение к этому, по результатам моделирования пласта предполагается, что за счет увеличения объема оторочки смешивающегося газа с 10% до 15% увеличится объем дополнительной добычи нефти до 8,3% от геологических запасов.

Проект предусматривал закачку воды чередованием с закачкой газа на участке, разбуренном с плотностью сетки в 32 га/скв., в течение 10 лет или до тех пор, пока оторочка сме-

сшивающегося газа займет 10% порового объема. Закачка смешивающегося газа должна была составить 1,133-1,374 млн. м<sup>3</sup>/сут. в виде водогазовой смеси в 11 нагнетательных скважин. Добывающих скважин 42. Закачка добываемой воды должна составить 14,3 тыс. м<sup>3</sup>/сутки попеременно с закачкой обогащенного газа.

В вышележащий пропласток через 7 нагнетательных скважин предполагалась закачка воды в объеме 15,8 тыс. м<sup>3</sup>/сутки для поддержания давления смесимости и удерживания вытесняющего газа в пределах проектного участка, а также предотвращения проникновения в опытный участок газа газовой шапки.

Закачиваемый смешивающийся газ состоял в основном из метана около 42%, углекислого газа - 12,5% и 45,5% - сжиженных углеводородов.

Пусковой период проекта разбит на несколько этапов. Первоначально, в часть скважин, предполагаемых под закачку водогазовой смеси и все нагнетательные скважины верхнего участка проводится закачка воды. К концу года планировалась закачка водогазовой смеси в 1,132-1,274 млн. м<sup>3</sup>/сут. в три или четыре нагнетательные скважины в течение 1-3 месяцев. Затем начинается следующий цикл (ВГВ), с таким расчётом, чтобы закачку окончить к июню 1983 г. К 1 января 1983 г. ARCO планировало завершить бурение 51 запланированной скважины, всех 11 скважин для закачки ВГС, 5 скважин для нагнетания воды в верхний участок и 35 добывающих скважин. При поставленной задаче, когда около 1,370 млрд. т остается в пласте после применения первичных и вторичных методов разработки на Prudhoe Bay, увеличение КИН на 5,5-8,3% после вторичного метода разработки эквивалентно открытию нескольких по запасам гигантских нефтяных месторождений. Проект водогазового воздействия на восточной части месторождения Прудэ Бей подтвердил свою экономичность, вследствие чего был распространен на все месторождение.

#### **Результаты использования технологии водогазового воздействия на месторождении Прудэ Бей по состоянию на 1998 г. [8].**

Площадь участка охваченного воздействием 22275 га. Количество добывающих скважин – 350; количество нагнетательных скважин – 130. Пласт – Sadlerochit – песчаники; проницаемость – 0,4 мкм<sup>2</sup>; глубина – 2682 м; плотность нефти – 0,8927 т/м<sup>3</sup>; вязкость нефти – 0,9 мПа\*с; температура пласта – 98,89°C; первоначальная технология разработки – заводнение; нефтенасыщенность в начале опыта – 50%; нефтенасыщенность на 1998 г. – 25%; объем общей суточной добычи нефти – 25532 т/сут.; в том числе за счет ВГВ – 7092т/сут.; оценка проекта – успешная; масштаб проекта – в масштабе месторождения.

## **Результаты использования технологии водогазового воздействия на месторождении Прудэ Бей по состоянию на 2002 г.[5].**

Указаны только те изменения, которые произошли к 2002 г. Количество добывающих скважин – 318; количество нагнетательных скважин – 93; объем общей суточной добычи нефти – 28369 т/сут.; в том числе за счет ВГВ – 8510 т/сут.; оценка проекта – успешная.

### **Е.4.1.2 Полимерное воздействие**

Основные современные тенденции развития полимерного заводнения.

Полимерное заводнение рассматривается в качестве метода:

- уменьшения языкообразования из - за различия вязкостей нефти и воды;
- выравнивания фронта вытеснения в макронеоднородных пластах за счет создания дополнительных фильтрационных сопротивлений в высокопроницаемых элементах пластов.

Полимерное заводнение применяют как на начальном этапе разработки месторождений, так и после заводнения их для довытеснения нефти.

Осуществляются пилотные проекты с использованием для нагнетания полимеров горизонтальных скважин.

Наиболее распространенными агентами для полимерного заводнения по-прежнему являются высокомолекулярные полимеры трех типов: на основе акриламида (особенно гидролизированные полиакриламиды), полиэтиленоксиды и полисахариды.

В качестве перспективных агентов рассматриваются и испытываются комбинированные полимеры (HPS – гидридные полимерные системы):

НРАМ - загущенный анионный полиакриламид; LVwDP –низкомолекулярный диспергированный полимер; КУРАМ – полиакриламид, «толерантный» к минерализации воды и температуре и другие [9].

### **Внедрение полимерного заводнения**

Значимые проекты полимерного заводнения приведены в таблице Е.4.2.

Таблица Е.4.2 - Значимые проекты полимерного заводнения [10]

Месторождение	Литология	Глубина, фут	h, ft	φ %	K, mD	T, F°	μ <sub>о</sub> , ср	Концентрац. полим. ppm	Water Salinity, ppm	V <sub>от</sub> pv	КИН %
Dalia Field, Angola	песчаник	*	328 - 393	25	100 - 6000	118	11	700	25000	*	3 - 7
Sleepy Hollow field, Oklahoma	песчаник	*	11	24	2580	100	24	750	718	0.48	8
Niger Delta Field, Nigeria	песчаник	*	*	39	100 - 6000	130	16	500 - 1500	20000	*	7
Marmul Field, Oman	песчаник	960	20	30	15000	115	80	1000	3000	0.63	15
Bohai Bay - China	песчаник	1900 - 2400	125	26.5	50 - 480	100	30 - 450	500	*	*	3
Daqing Field, China	песчаник	3934	328 - 393	20 - 30	50 - 5000	113	9 - 10	500 - 2500	5000 - 7000	0.6	15
La-sa-Xing Filed, China	песчаник	2011 - 5614	*	17 - 27	2000	117 - 128	8 - 10	*	5000 - 7000	*	10
North Stanley Stringer, Oklahoma	песчаник	2900	*	18	300	105	2.2	100 - 600	*	.024 - .07	3.1
West Selmek. Crook County. WY	песчаник	7240	27	20	647	144	12.3	200	7750	0.15	4.4
Taber Maniville south	песчаник	3230	*	26	2107	95	58	360 - 500	*	0.2	2

Water Salinity – соленость воды

**Месторождение Marmul (Оман)[11]:**

- глубина - 575-610 м;
- проницаемость – 0,5-3,0 мкм<sup>2</sup>;
- пористость – 0,26-0,30;
- нефтенасыщенность - 0,6-0,7;
- вязкость нефти – 90 мПа\*с;
- минерализация воды – 5000 ppm;
- открыто в 1956 г., разрабатывается с 1980 г.:
- разработка на истощение 1981-1983 г.г. 156 скважинами, МУН в период 1984-1990

г.г. (заводнение, термические, полимеры);

- горизонтальные скважины с 1993 г. (расстояние между скважинами 300 м);
- заводнение с 1996 г.

Полимерное заводнение - 1 фаза с марта 2010 г.:

- 27 ячеек нагнетания полимера с 24 вертикальными и 3 горизонтальными скважинами;

- 9-ти точечная система с расстояние между скважинами 600 м;

- начальная приемистость – 250-500 м<sup>3</sup>/сут, максимальная -750 м<sup>3</sup>/сут;
- ожидаемый прирост КИН – 10 %;
- эффект от полимерного заводнения: снижение обводненности с 90 до 80 %.

**Месторождение Bohai Bay (Китай), разрабатывается CNOOC[12]:**

- открыто в 1987 г., разрабатывается с 1993 г.;
- вязкость нефти – 50 - 10000 мПа\*с, средняя – 70 мПа\*с;
- при заводнении – 9-точечная система с расстоянием между скважинами 350 м;
- нефтеотдача при заводнении после 10 лет – 13,5 %;
- ожидаемая при обычном заводнении – 20 %.

Пример полимерного заводнения при высокой обводненности продукции 60-80 (участок PF-с):

- полимерная оторочка 0,23 объема пор (PV) с концентрацией 1200 ppm;
- к 2011 г. закачано 0,13 PV;
- ожидаемый прирост КИН – 6,2 %;
- отмечается существенное уменьшение обводненности по центральным скважинам участка и общее понижение обводненности;
- наблюдается увеличение добычи нефти после начала полимерного заводнения.

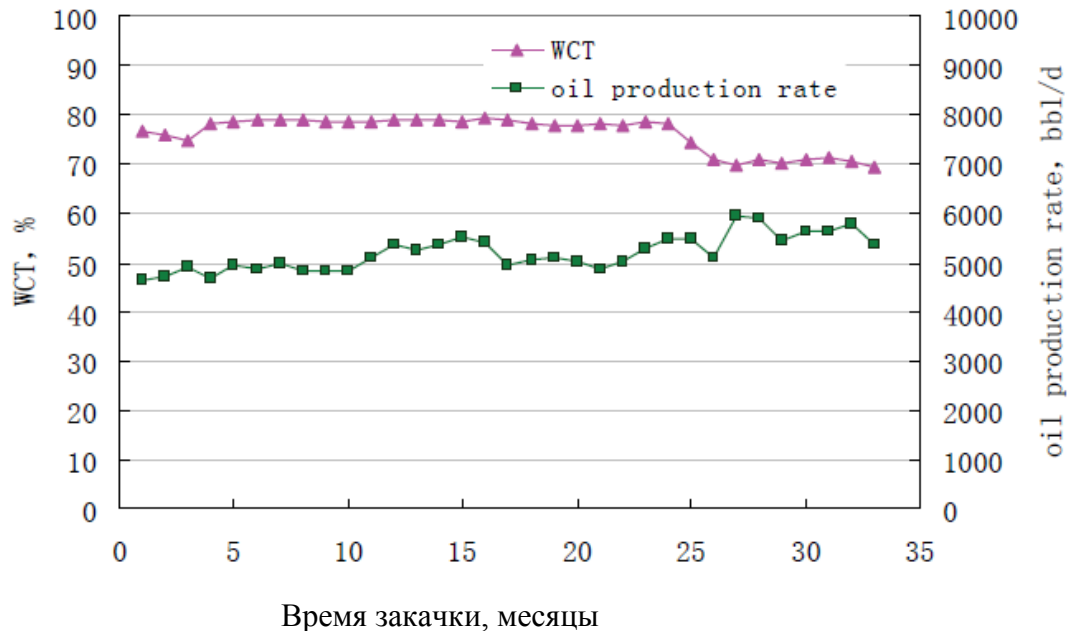


Рисунок Е.4.1 - Участок воздействия в целом:

WCT – % обводненности;  
*Oil production rate* – дебит нефти;  
*bbl/d* – баррелей в день.

Из последних патентов, использующих полимерные составы для ПНП следует отметить:

1) US 20110180255 A1, Дэвид Руссо, Рене Табари.

Повышение нефтеотдачи с использованием ассоциативных полимеров.

Настоящее изобретение относится к усовершенствованному методу добычи нефти с использованием закачки водных полимерных растворов в пласт, в котором осуществляются следующие этапы:

- закачка первого водного раствора неассоциативных гидрофильных полимеров в пласт в заданном соотношении, чтобы они адсорбировались на породе коллектора,

- закачка второй порции водного раствора ассоциативных полимеров в пласт для повышения нефтеотдачи, с ограничением адсорбции с учетом адсорбции неассоциативных полимеров первой порции. Ассоциативные полимеры представляют собой полимеры, скелет которых является гидрофильным, но которые содержат вдоль цепи небольшое количество (несколько процентов на моль) гидрофобных мономеров.

Неассоциативные полимеры занимают все места на поверхности породы, однако при последующей закачке раствора ассоциативных полимеров адсорбция не происходит, т.к. образование многослойных адсорбционных слоев посредством гидрофобных связей, невозможно.

2. US 20100234252 A1. ConocoPhillips Company

Сшитый набухающий полимер.

Изобретение относится к способам получения стабильных сшитых водорастворимых набухающих полимеров. Более конкретно, настоящее изобретение относится к композиции, содержащей расширяемые полимерные микрочастицы и сшивающие агенты. Микрочастицы смешивают с жидкостью и не вступающим в реакцию сшивающим агентом, который способен к сшивке микрочастиц с образованием стабильного геля только после активации. Сшитый набухающий полимер, с активируемым от изменения pH сшивателем, рекомендуется для применения в технологиях ПНП.

3. US 20110118153 A1. S.P.C.M. SA

Метод непрерывного растворения эмульсий полиакриламида для ПНП.

Способ повышения нефтеотдачи, заключающийся в непрерывном растворении ПАА, в смешении с водой стабильной обратной эмульсии, содержащей инвертирующий агент и водорастворимый полимер, при этом:

на первой стадии, в эмульсии в статическом смесителе размешивают ПАА с концентрацией 5 г/л;

на второй стадии, суспензию из первого смесителя разбавляют во втором статическом смесителе до концентрации, соответствующей концентрации закачки водного раствора ПАА - между 500 и 3000 частей на миллион.

#### 4. US 20110240289 A1. S.P.C.M. SA

Повышение нефтеотдачи полимером

Способ повышения нефтеотдачи пласта, имеющего высокую проницаемость и промытые зоны включает в себя этапы:

а) закачка водного раствора водорастворимого полимера в концентрации, при которой вязкость водного раствора выше, чем у нефти;

б) используют водный раствор с более низкой концентрацией полимера.

#### **E.4.1.3 Термополимеры (brighth water)**

С целью повышения эффективности физико-химических методов ПНП компанией Nalko разработана технология Bright Water, основанная на закачке в пласт дисперсии сверхмалых частиц полимера и на действии пластовой температуры. Технология позволяет устанавливать гелевые экраны в зоне пласта, удаленной от нагнетательной скважины [13].

Предназначены для увеличения охвата неоднородных пластов. Глубоко проникающая в пласт обработка изменяет направление потока. Основана на изменении объемных и релаксационных свойств полимера под действием температуры. Основным компонентом - специальный полимер с размерами частиц доли мкм и формирующий клубок из длинной цепочки при температурных изменениях

#### **Результаты внедрения**

**Первый тест по закачке BrightWater- на месторождении Minas (Индонезия) – в 2001 г.**

Закачено около 6 тыс.м<sup>3</sup> агента с концентрацией термополимера 4500 ppm. Эффект в увеличении охвата пласта.

К настоящему времени проведено уже более 60 обработок на месторождениях Северного моря, Аляски, Аргентины, Туниса и Бразилии, Китая.

#### **Месторождение Milne Point в North Slope (Аляска) [14]:**

- технология реализована Компанией BP;

- залежи приурочены к относительно однородным песчаникам;

- разбиты на несколько блоков тектоническими нарушениями;
- прорыв воды по верхнему пропластку (В7);
- низкий охват пласта: КИН – 20 % при обводнении 90 %;
- основная закачка в интервалы пласта В7U.

Используется агент - 30 % эмульсия в минеральном масле субмикронных активных частиц. Лабораторные эксперименты (при  $T=65^{\circ}\text{C}$ ) показали уменьшение проницаемости кернов (Кабс=560-670 мД) от 11 до 350 раз при увеличении концентрации активных частиц от 1500 до 3500 ppm.

Воздействие на участке: 60 т агента с концентрацией активных частиц 3300 ppm было смешано с 40 т ПАВ и добавлено в 5 тыс.м<sup>3</sup> нагнетаемой воды. Температура в на забое нагнетательной скважины -  $43^{\circ}\text{C}$ , пластовая –  $79^{\circ}\text{C}$ .

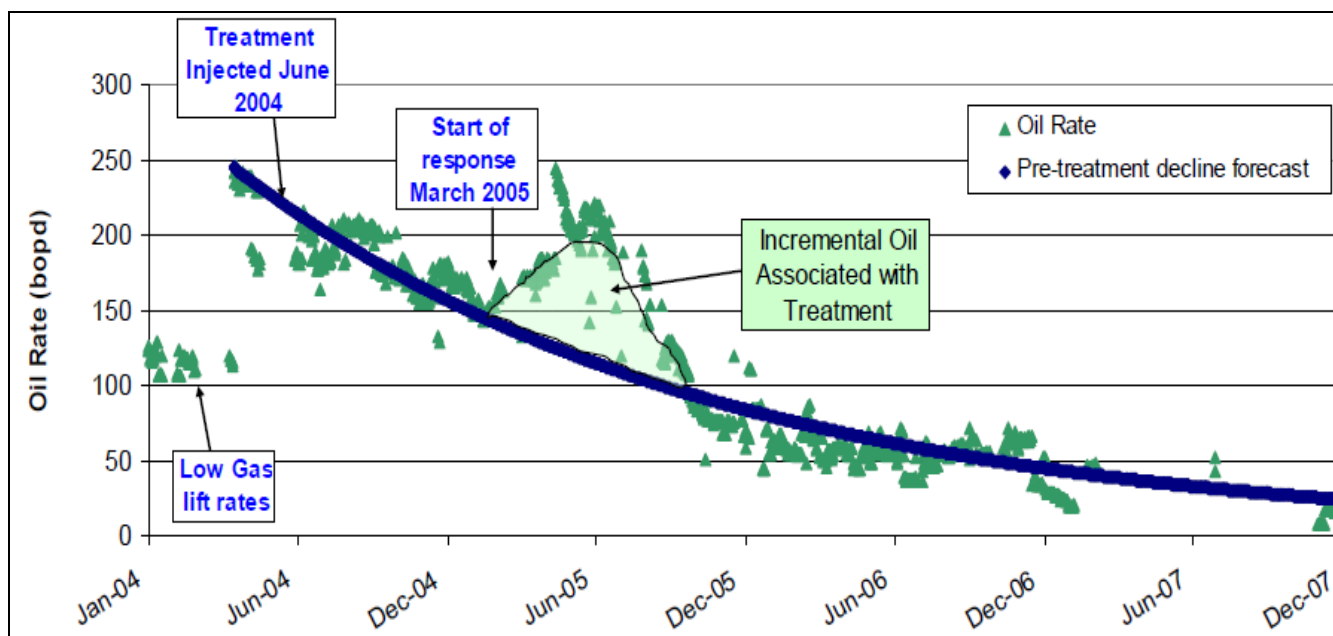


Рисунок Е.4.2 - Увеличение добычи нефти по скважине МРВ-03:

*Oil rate – дебит нефти;*

*Jan-04 – Dec-07 - период времени (Январь 2004 по Декабрь 2007);*

*Pre-treatment decline forecast - прогноз падения добычи;*

*Treatment Injected June 2004 – обработка добывающей скважины в июне 2004;*

*Start of response March 2005 – начало действия обработки март 2005;*

*Low Gas lift rates – добыча попутного газа;*

*Incremental Oil Associated Treatment - дополнительная добыча нефти связанная с обработкой.*



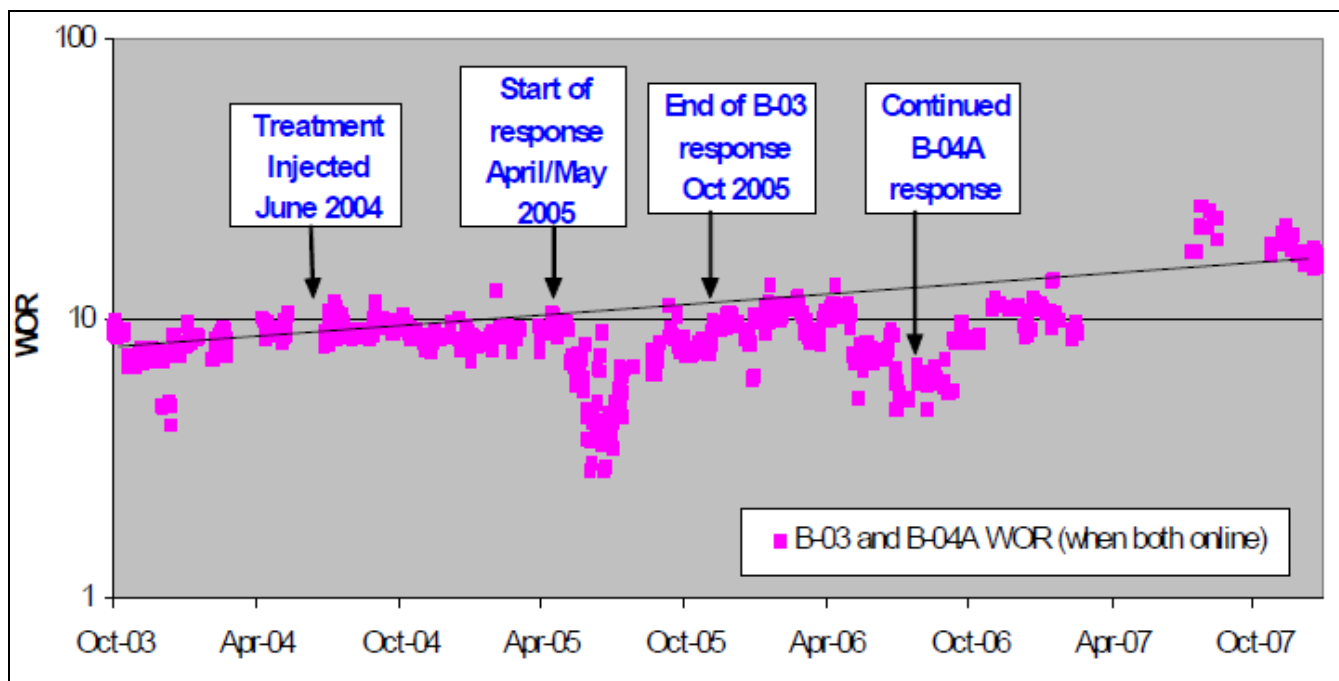


Рисунок Е.4.3 - Тренд обводненности по участку воздействия:

*WOR – тренд (динамика) обводненности;*

*B-03 and B-04A WOR (when both online) – оба блока в действии;*

*Oct-03- Oct-07 – период времени (Октябрь 2003 по Октябрь 2007);*

*Treatment Injected June 2004 – обработка добывающей скважины в июне 2004;*

*Start of response March 2005 – начало действия обработки март 2005;*

*End of B-03 response Oct 2005 – конец воздействия: блок B-03 октябрь 2005;*

*Continued B-04A response – продолжение воздействия: блок B-04A.*

За счет увеличения охвата пласта расчетная дополнительная добыча нефти за 10 лет - от 6 до 33,5 тыс.т. Фактическая за 4 года – 8 тыс.т.

### **Месторождение Salema (Бразилия) [15]**

Разрабатывается Shell, технология BrightWater реализована совместно с Nalco.

Однопластовое месторождение, пласт – турбидитный с проницаемостью от 100 мД.

Разработка велась одной скважиной с 1993 по 2000 г., добыча – 5 млн. бар.

С 2004 г. возобновление разработки 2 горизонтальными добывающими и 2 нагнетательными скважинами.

Низкий охват вызван наличием высокопроницаемых каналов.

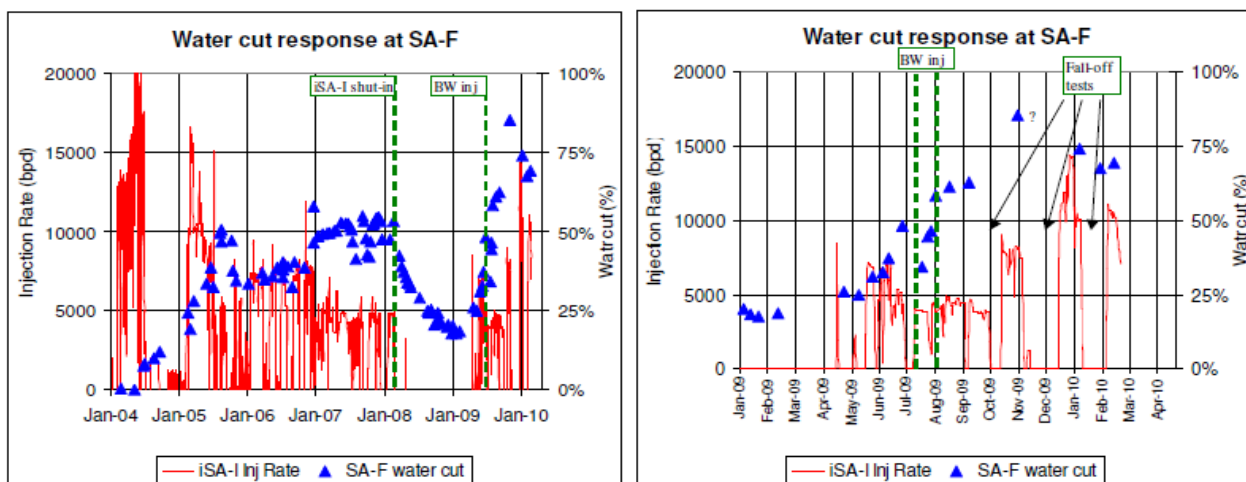


Рисунок Е.4.4 – Динамика обводненности скважины SA-F:

*Water cut response* - Динамика обводненности;

*Injection Rate* – Скорость закачки;

*Water cut* – Обводненность.

#### Е.4.1.4 Воздействие ПАВ

Воздействие ПАВ в данном обзоре представлено несколькими новыми патентами:

##### 1. US 20090203557 A1. Shell Oil Company.

Способ и состав для повышения нефтеотдачи углеводородов.

Настоящее изобретение относится к способу обработки углеводородсодержащего пласта, включающему (а) получение композиции для извлечения углеводородов, которая содержит один или более сульфонат на основе олефинов с внутренней двойной связью, имеющий 17 или более атомов углерода, (б) воду и / или пластовую воду, (с) солубилизатор, который включает этоксилированный спирт (от 5 до 9 моль этиленоксида на моль спирта). Количество солубилизатора составляет предпочтительно от 0,02 до 0,05 мас. %, от общей массы композиции.

##### 2. US 20110048721 A1. Board of Regents, The University of Texas System.

Бифункциональные ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов.

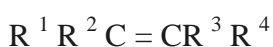
Настоящее изобретение описывает синтез новых ПАВ, используемых в ПНП. Также настоящее изобретение относится к способу, который включает в себя способ обработки пласта, в том числе выбор композиции, которая представляет собой бифункциональный ПАВ. Этот ПАВ хорошо растворим в воде и может быть введен в углеводородсодержащий

пласт. Способ включает в себя закачку композиции в пласт, где бифункциональный ПАВ разлагается с выделением поверхностно-активных моnofункциональных сульфонатов. Композиция может дополнительно включать в себя жертвенное поверхностно-активное вещество.

### 3. US 20100282467 A1. Stepan Company.

ПАВ - Сульфонатный внутренний олефин для повышения нефтеотдачи пластов.

Способ добычи нефти из нефтеносного пласта включает введение в указанную формацию водной композиции, содержащей, по меньшей мере, одну сульфированную производную от одного или нескольких внутренних олефинов. Сульфированные производные получают путем сульфирования композиции, содержащей внутренние олефины формулы:



где  $R^1$ ,  $R^2$ ,  $R^3$  и  $R^4$  являются одинаковыми или различными и представляют собой или водород, или являются прямой или разветвленной цепью, содержат насыщенные углеводородные группы, а общее число атомов углерода в  $R^1$ ,  $R^2$ ,  $R^3$  и  $R^4$  от 6 до 44, при условии, что, по меньшей мере, примерно 96 мольных процентов  $R^1$  и  $R^3$  являются прямой или разветвленной цепью, насыщенных углеводородных радикалов и, по меньшей мере, около 96 мольных процентов  $R^2$  и  $R^4$  представляют собой водород.

### 4. US 20110190174 A1. Board of Regents, The University of Texas System.

Сульфат стирилфенолалкоксилата в качестве нового состава ПАВ для ПНП.

Способ получения сульфата стирилфенолалкоксилата заключается в алкоксилировании стирилфенола с использованием оксида пропилена и / или оксида этилена и последующего сульфирования. Результаты исследований авторов настоящего изобретения показали, что это отличный ПАВ для солюбилизации сырой нефти в рассоле. Полученный ПАВ имеет большое сродство к асфальтенам, содержащимся в сырой нефти за счет его высокой ароматической природы, тем самым способен извлечь остаточную нефть из пласта.

### 5. US 20110071057 A1. Board of Regents, The University of Texas System.

Метод использования анионного ПАВ на основе сульфата гидрофобного эфира в ПНП.

Настоящее изобретение описывает способ изготовления и применения анионного сульфатного поверхностно-активного вещества путем димеризации линейных спиртов, затем алкоксилирования с помощью окиси этилена или окиси пропилена и последующей реакцией

сульфирования. Полученные ПАВ находят применение в технологиях ПНП, где они используются для растворения и мобилизации нефти.

#### 6. US 20080217013 A1. Soane Energy, LLC.

Регулируемые ПАВ на основе модифицированного лигнина для применения в ПНП.

Изобретение относится к открытию ПАВ на основе модифицированного лигнина, которые могут производить эмульсии на основе нефти при одном pH и деэмульгироваться при другом pH.

#### **Е.4.1.5 Щелочно-пав-полимерное заводнение (ASP)**

Метод предложен в 1984 г. (R.C.Nelson, компания Shell), но развитие получил в последние годы. Заключается в нагнетании оторочки реагентов, включающих щелочь, ПАВ и полимеры. Механизм воздействия данного метода заключается в следующем:

- уменьшение поверхностного натяжения вследствие образования дополнительных ПАВ за счет внутрислоевой реакции щелочи и кислотных компонентов нефти, «родственных» закачиваемым ПАВ;

- в последнее время показано, что многие ПАВ на основе нефтяных сульфатов в щелочной среде позволяют достигать необходимых сверхнизких значений поверхностного натяжения;

- уменьшение потерь химических реагентов (полимеров и ПАВ) за счет уменьшения адсорбции щелочью;

- уменьшение соотношения подвижности вытесняющего агента и нефти;

- образование эмульсии с протеканием процессов блокирования высокопроницаемых зон, изменения характера смачиваемости;

В лабораторных экспериментах на керне обеспечивается остаточная нефтенасыщенность, близкая к нулю.

Метод ASP очень эффективен и, в то же время, сложен. Для определения оптимальных концентраций реагентов и размеров оторочек требуется проведения следующих видов исследований:

- эксперименты по фазовому поведению смесей химических компонентов (тесты в «пробирках»);

- эксперименты по вытеснению нефти ASP составом на кернах;

- «химические» трассерные исследования на одиночных скважинах;

## Пилотные проекты ASP

В последние годы выполнены десятки пилотных проектов ASP от уровня элементов из нескольких скважин до масштаба небольших по размерам месторождений с геологическими запасами менее 1 млн.м<sup>3</sup>. Широкомасштабное применение ПАВ - щелочь - полимерной технологии проводилось дважды в США и три проекта осуществлено в Китае.

Типичные концентрации оторочки ASP (мас.%): 1,0 % щелочи, 0,3 % - ПАВ, 0,1 % полимера. Типовой процесс: закачка оторочки ASP объемом 20-40 % порового объема, проталкиваемый «поршнем» полимера [16].

### Месторождение Daqing (Китай)

Компанией PetroChina с 1994 г. осуществлено шесть пилотных проектов на месторождении Дацин и три полномасштабных проекта ASP в пластах с различным коллектором (песчаник и конгломерат). Средний прирост КИН по сравнению с заводнением: 19-20 %.

Данные и результаты пилотных проектов на месторождении Дацин по ASP- заводнению приведены в таблицах Е.4.3-а и Е.4.3-б [17].

Таблица Е.4.3-а - Пилотные проекты на месторождении Дацин по ASP- заводнению

Месторождение и проект		Количество скважин и характер сетки	Расстояние между скважинами, м	Эффективная толщина пласта, м	Эффективная проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Дополнительная добыча, %
Пилотный тест в Дацине	Западная часть средней зоны	4 нагнетательных/ 5 добывающих пятиточечная сетка	106	8,6	0,809	21,4
	Центральная часть Xing-5 зоны	1 нагнетательная/ 4 добывающих пятиточечная сетка	141	6,8	0,789	25,0
	Северо-центральная зона Short well пространства	3 нагнетательных/ 4 добывающих четырёхточечная сетка	75	10,7	0,767	23,24
	Западная часть Xing-5 зоны	4 нагнетательных/ 9 добывающих пятиточечная сетка	200	5,8	0,858	19,30
	Западная часть	6 нагнетатель-	250	9,76	0,812	20,63

	Северная-1 зона	ных/ 12 добывающих пятиточечная сетка				
	Северная часть второй срединной зоны месторождения Kelamayi	4 нагнетательных/ 9 добывающих пятиточечная сетка	50	15,0 -22,0	0,157	24,5

Таблица Е.1.4-б - Пилотные проекты на месторождении Дацин по ASP- заводнению

Проект	Время старта (год, месяц)	Количество скважин и тип сетки	Расстояние между скважинами, м	Эффективная толщина, м	Эффективная проницаемость, мкм <sup>2</sup>	ASP формула	Прогнозируемая дополнительная добыча, %
Сильное щелочное АСП заводнение серединой части зоны Xing-2	2000, 05	17 нагнетательных 27 добывающих пятиточечная сетка	250	7,8	0,85	HABS (ПАВ) NaOH НРАМ (полимер)	18,0
Сильное щелочное АСП заводнение зоны Южная-5	2005, 07	29 нагнетательных 39 добывающих пятиточечная сетка	175	10,0	0,867	HABS (ПАВ) NaOH НРАМ (полимер)	18,6
Сильное щелочное АСП заводнение восточной зоны Север-1 в пласте тип 2	2006, 06	49 нагнетательных 63 добывающих пятиточечная сетка	125	7,7	0,670	HABS (ПАВ) NaOH НРАМ (полимер)	22,5
Слабое щелочное АСП заводнение западной зоны Север-2 в пласте тип 2	2008, 11	35 нагнетательных 44 добывающих пятиточечная сетка	125	6,6	0,533	PS (ПАВ) Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> НРАМ (полимер)	19,3

**Месторождение Jhalora (R-iV) (Индия) [18]**

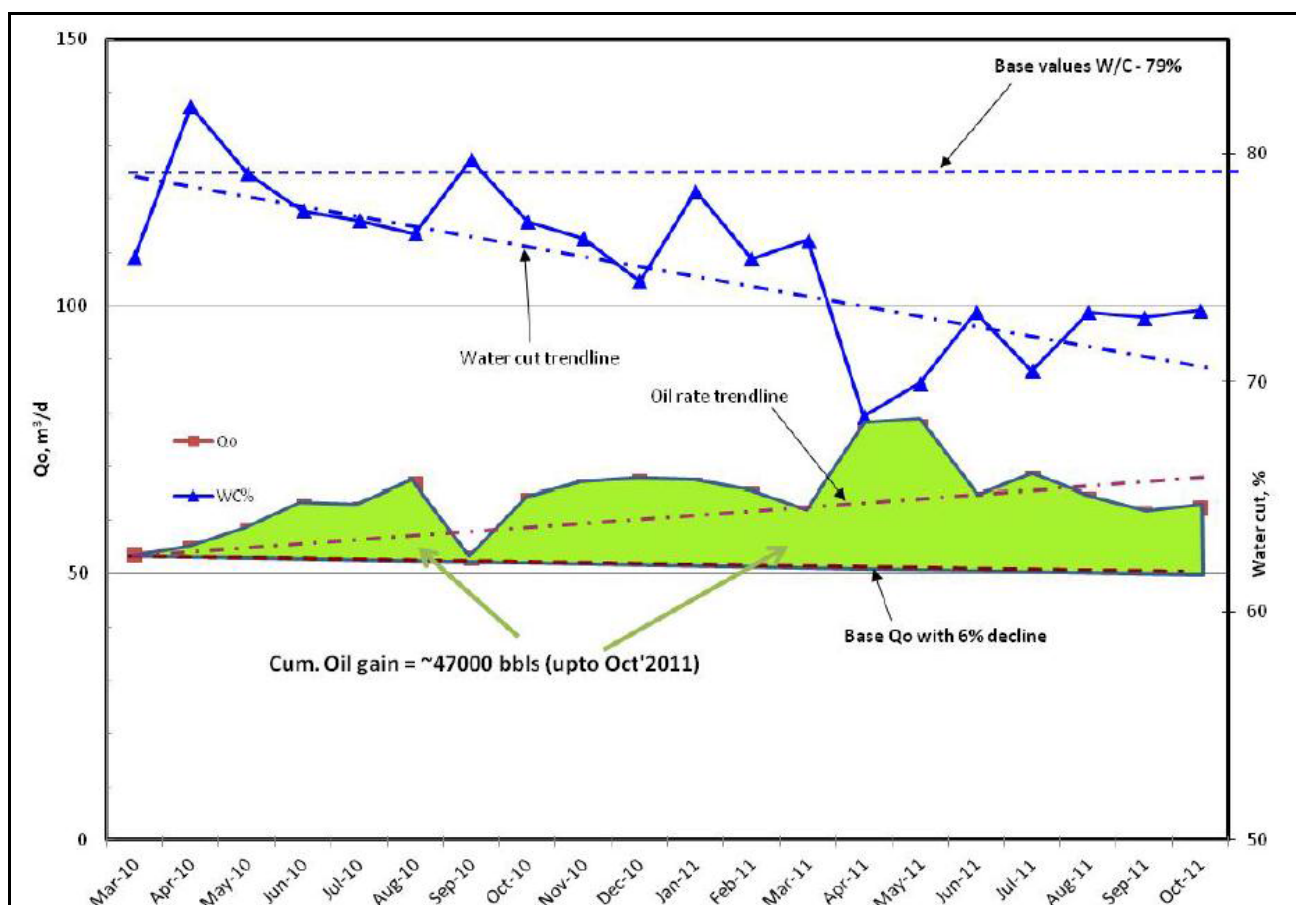


Рисунок Е. 4.5 - Динамика показателей разработки по участку воздействия:

$Q_o$ , m<sup>3</sup>/сут – дебит, м<sup>3</sup>/сут;

Water cut, % - обводненность, %;

Mar-10 – Oct-11 – период март 2010 г. – октябрь 2011г.

Oil rate trendline – тренд (динамика) дебита нефти;

Water cut trendline – тренд (динамика) обводненности;

Base  $Q_o$  with 6% decline – базовый дебит жидкости с 6%-ым снижением;

Base values W/C – базовые значения обводненности;

Cum. Oil gain - суммарный прирост добычи нефти за период март 2010 г. – октябрь 2011г.

**Месторождение Cambridge штат Вайоминг [19]**

ПАВ - щелочь - полимерная технология внедрена и на месторождении Cambridge штат Вайоминг. Средняя мощность нефтенасыщенных пермских песчаных отложений на месторождении составляет 8,8 м, вязкость пластовой нефти 31мПа\*с, средняя пористость 18 %, проницаемость 0,845 мкм<sup>2</sup>. Начальные пластовые давление и температура составляли 12,4



МПа и 56°C, соответственно. Запасы месторождения оценены в 795 тыс. м<sup>3</sup>, максимальная добыча составляла 77,7 м<sup>3</sup>/сут. и за год упала до 5,9 м<sup>3</sup>/сут. Добыча нефти осуществлялась за счет естественного режима истощения через семь добывающих скважин.

Из предварительных исследований был рекомендован следующий состав закачиваемой в пласт оторочки ПАВ: 0,1% ПАВ (Petrostep В - 100), 1,2% щелочи. Объем применяемых оторочек, рекомендованный по результатам экспериментальных исследований, составил 30% оторочки ПАВ – щелочной смеси и 30% оторочки раствора полимера (от порового объема пласта, охваченного воздействием и рассчитанного при гидродинамическом моделировании). Для этого было закуплено 22600 кг щелочи, 64 м<sup>3</sup> ПАВ и 25 т сухого полимера. Для производства вытесняющих реагентов на месторождении был построен завод по смешиванию агентов, контроля качества растворов и очистки готовой смеси.

Всего было закачено в пласт 285000 м<sup>3</sup> ПАВ – щелочного раствора в центральную скважину. Далее в эту же скважину было закачено 278000 м<sup>3</sup> раствора полимера. Закачка оторочек заняла 7 месяцев. Система оторочек проталкивалась по пласту путем нагнетания в пласт воды.

Добыча нефти после начала воздействия составила 321600 м<sup>3</sup> и воды 282700 м<sup>3</sup>, таким образом, был достигнут коэффициент нефтеотдачи 48,4%. Используя метод характеристик было показано, что проектная конечная нефтеотдача составит в целом по залежи 52%. Прирост КИН в области пласта, охваченного воздействием, около 20%.

Из последних патентов следует отметить:

1. US 20120067579 A1. S.P.C.M. SA.

Процесс повышения нефтеотдачи с использованием метода ASP.

Способ повышения нефтеотдачи за счет закачки водного щелочного раствора водорастворимого полимера, содержащего поверхностно-активное вещество, отличающийся тем, что водный раствор содержащий ионы Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup> первоначально обрабатывают щелочным агентом и диспергируют перед введением полимера и поверхностно-активного вещества, чтобы осадить под действием щелочного агента и CO<sub>2</sub>, растворенного в водном растворе, Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup> ионы, в виде осадков карбоната и гидроксида кальция и магния, и с помощью диспергатора ограничить размер получаемых осадков и диспергировать их в объеме.

2. US 20110059873 A1. Board of Regents, The University of Texas System.

Использование рассола при высокой щелочности в технологии ASP для ПНП.

Настоящее изобретение относится к композиции для повышения нефтеотдачи пласта. Композиция включает в себя щелочь-ПАВ-полимерный раствор (ASP) в жесткой воде и агент, который представляет собой хелатирующий агент, в качестве которого используется ЭДТА Na<sub>4</sub>.

### Е.4.1.6 Заводнение водой заданной минерализации

#### Заводнение с «низкой минерализацией» - Low Salinity Water [20]

При заводнении глинизированных коллекторов снижение минерализации нагнетаемой воды приводит к набуханию глин в заводненных участках неоднородного по разрезу резервуара. Набухание глин за счет снижения проницаемости создает фильтрационное сопротивление, увеличивает охват пласта заводнением и приводит к росту КИН. Лабораторные исследования показывают, что переход на вытеснение низкоминерализованной воды приводит к росту гидравлического сопротивления фильтрации и увеличению коэффициента вытеснения нефти.

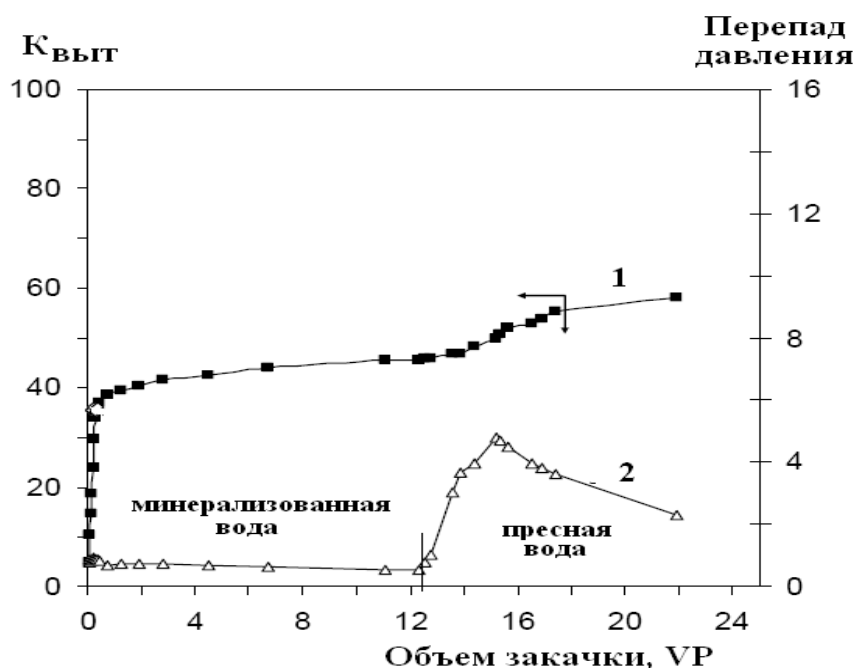


Рисунок Е.4.6. - Зависимость коэффициента вытеснения  $K_{\text{выт}}$  (1) и перепада давления (2) от объема вытесняющего агента ( $V_P$ ) при переходе от высокоминерализованной воды (29,7 г/л) к низкоминерализованной (1,5 г/л). Проницаемость 655 мД.

### Заводнение с «высокой минерализацией»



Рисунок Е.4.7 - Изменение контактного угла смачивания за 48 часов в случае различной концентрации  $MgCO_3$  :

$a - c = 0$  ( $\alpha=75^\circ C$ );  $b - c = 0,02$  ( $\alpha=28^\circ C$ );  $c - c = 0,06$  ( $\alpha=15^\circ C$ ).

С увеличением минерализации уменьшается краевой угол смачивания.

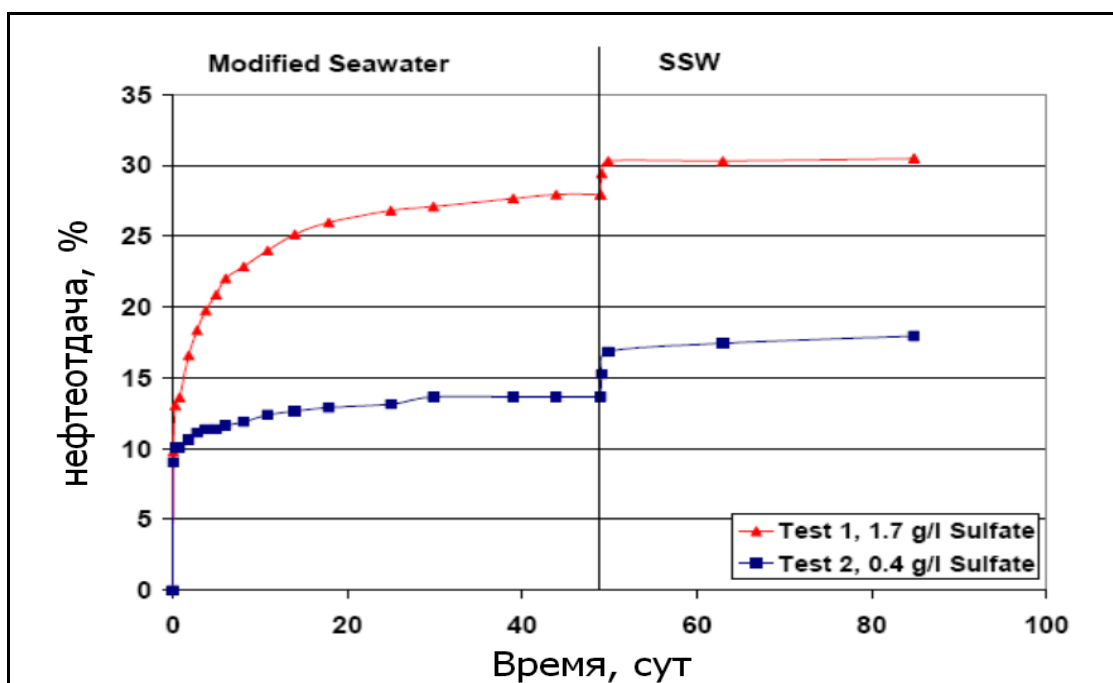


Рисунок Е.4.8 - Эксперименты с гидрофобными образцами мела (Северное море):

Минерализация -  $CaCO_3$ .

Пропитка при  $70^\circ C$  раствором SSW с концентрацией 0,4 и 1,7 г/л.

#### **Е.4.1.7 Анализ патентов**

*Анализ новых патентов позволил отметить несколько новых идей по ПНП:*

1. US 20110198081 A1. ConocoPhillips Company.

Методы повышения нефтеотдачи с использованием карбонизированных рассолов низкой солености и обрабатываемых жидкостей.

Методы и системы предназначены для повышения нефтеотдачи пласта с помощью обработки жидкостей, с низким содержанием солей, диоксидом углерода, образуя газированный водный раствор. При закачке, газированные растворы низкой солености обеспечивают движущую силу газа для транспорта углеводородов в сторону добывающих скважин. Газированная вода, может быть получена на месте также посредством процесса опреснения. Пресная вода имеет преимущество, т.к. она позволяет получить более высокую концентрацию диоксида углерода, который, как описано, увеличивает добычу углеводородов.

2. US 20100155062 A1. ExxonMobil Upstream Research Company.

Использование тяжелой фракции нефти в качестве вытесняющей жидкости в добыче углеводородов

Настоящее изобретение относится к применению тяжелой фракции нефти в качестве жидкости для добычи углеводородов из подземной формации.

Углеводороды могут быть в виде битума или тяжелой нефти. Тяжелые фракции нефти могут быть введены совместно с паром и / или горячей водой и / или растворителем. Тяжелая фракция нефти уже, как правило, имеет ограниченную экономическую ценность. Тяжелые фракции нефти могут быть также получены из растворителей деасфальтизации сырой нефти.

#### **Заключение**

Таким образом, мировой опыт применения технологий ПНП достаточно широк. Применяемые методы ПНП позволяют решать как задачу увеличения охвата пласта заводнением, так и задачу увеличения коэффициента вытеснения нефти водой из пласта. В связи с этим одной из актуальных задач специалистов по ПНП является повышение адресности применения данных технологий в различных геологических условиях. При реализации данного подхода для каждого месторождения рекомендуется разрабатывать свою адресную технологию ПНП, максимально учитывающую существующие проблемы и решающую их при сохранении рентабельности и технологичности.

## Литература к п. 1:

1. Christensen J. R., Stenly E. H., Skauge A. Review of WAG Field Experience. SPE REE, 2001, v.4, #2.
2. Berge L. I., Stonsen J. A., Crapez B., Qaule E. A. SAWG Injectivity Behavior Based on Siri Field Data. SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, 2002, SPE paper 75126.
3. Hornandez C., Alvarez C., Saman A., De-Jongh A., Audemard N. Monitoring WAG Pilot at VLEField, Maracaibo Lake by Rerfluorocarbon and Iluorined Benzoic Acids Tracers. SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, 2002, SPE paper 75259.
4. Ulenberg K., Hoier L. Miscible Gas injection in Fractured Reservoir. SPE/DOE IOR Symposium, Tulsa, 2002, SPE paper 75136.
5. Гумерский Х.Х., Мамедов Ю.Г., Шахвердиев А.Х. Состояние и перспективы внедрения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов в мире. Сб. научн. трудов ВНИИнефть, Вып. 125. М., 2001, с. 5-24.
6. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. - 308 с.
7. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений/ Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И., Зайцев В.М., Коротае Ю.П. и др. М.: Недра, 1988. - 302 с.
8. Christense J.R., Stenby E.H. and Skague A. Review of WAG Field Experience. – Paper SPE 39883 presented at the International Petroleum Conference and Exhibition. Mexico, Vilahermosa, 3-5 March 1998.
9. Lake Larry: EOR Fundamentals by Larry Lake U of Texas-Austin. The Society of petroleum engineer. Основы методов увеличения нефтеотдачи. Университет Техас-Остин, 2002. - 380 с.
- 10?
11. Faisal Salim Al-Saadi, Badr All Amri, Sami Nofli, John Wunnik, Henri F Jaspers, Said Harthi, Khalfan Shuaill, Pradeep Kumar Cherukupalli, Ravula Chakravarthi. Polymer Flooding in a Large Field in South Oman – Initial Results and Future Plans. SPE 154 665.
12. A Review of Polymer EOR on Offshore Heavy Oil Field in Bohai Bay, China. Kang Xiaodong, Zhang Jian, Sun Fujie, Zhang Fengjiu, Feng Guozhi, Yang Junru, Zhang Xiansong, Xiang Wentao. State Key Laboratory of Offshore Oil Exploitation (CNOOC Research Institute).
13. Pritchett J., Frampton H., Brinkman J. et al: «Field Application of a New In-Dept Waterflood Conformance Improvement Tool». Paper SPE 84897 presented at the SPE international Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific Held in Kuala Lumpur, Malaysia, 20-21 October 2003.
14. Danielle Ohms, SPE, Jennifer McLeod, SPE. and Craig J. Graff, SPE, BP Alaska; Harry Frampton, SPE, BP EPT; Jim C. Morgan, SPE, Jimtech; Stephen Cheung, SPE, Chevron; and Katrina Yancey, SPE, and K.T. Chang, SPE, Nalko. SPE 121761 Incremental Oil Success From Waterflood Sweep Improvement in Alaska.
15. Bruno Roussennac, SPE, Shell Brasil Itda, and Celso Toschi, Shell Brasil Itda. SPE 131299. Brightwater Trial in Salema Field (Campos Basin, Brazil).
16. SPE 129164.
17. Youyi Zhu, SPE, Qingfeng Hou, Weidong Liu, Desheng Ma, SPE, Guangzhi Liao, SPE. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China. SPE 151285. Recent Progress and Effects Analysis of ASP Flooding Field Tests.
18. Adarsh Kumar Jain, SPE; Dr. A.K.Dhawan, SPE and T.R. Misra, SPE, Oil and Natural Gas Corporation Limited, India. SPE 153667. ASP Flood Pilot in Jhalora (K-IV) – A Case Study.
- 19.?
20. Zhang Y., Morrow N.R. Comparison of secondary and tertiary recovery with change in injection brine composition for crude oil/sandstone combinations // SPE 99757. 2006.
21. SPE 93000. Seawater as IOR Fluid in Fractured Chalk. T. Austad, S. Strand, E.J. Hognesen, and P. Zhang, Stavanger U. College.

## **Е.4.2 Ограничение водопритоков**

Постоянный и неуклонный рост средней обводненности продукции нефтяных месторождений делает необходимым систематическое проведение работ по ограничению водопритоков в скважинах. При этом в первую очередь это касается проблемных скважин, т.е. скважин с присутствием негерметичностей в их конструкции, обладающих достаточным объемом остаточных приходящихся запасов нефти. Такие проблемы (заколонные циркуляции) наиболее часто возникают при наклонном бурении скважин в осложненных условиях, либо в результате длительной эксплуатации скважин с погружным электроцентробежным насосом (негерметичность эксплуатационной колонны). Для решения данных проблем разрабатываются герметизирующие твердеющие составы, а также составы, способные тампонируют обводняющие пласты. Особая задача – селективная изоляция обводненных пропластков продуктивного пласта. Данная задача требует разработки селективных составов, способных прочно тампонировать исключительно обводненные пропластки при сохранении продуктивности нефтенасыщенных пропластков. Т.е. разрабатываемые составы должны обеспечивать с одной стороны селективность тампонирувания обводненных пропластков, с другой его достаточную прочность, обеспечивающую надежную работу при высоких депрессиях на пласт.

### **Е.4.2.1 Полимерные, неорганические осадко-гелеобразующие и эмульсионные системы**

Свойства шитых полимерных систем (СПС) непропорционально снижать проницаемость пласта по воде и по нефти исследуются и обсуждаются в научных кругах. При этом выделяются две школы. Первая – группа специалистов из Канзаского университета Д. Грин, Д. Уилхайт, К. МакКул. В поставленных ими экспериментах зафиксировано, что после образования геля в пористой среде ее проницаемость по воде уменьшается в 1000 раз, а по нефти лишь в 10 раз. Соотношение этих величин пропорционально концентрации полиакриламида [1] в рабочем составе. Данный эффект объясняется повышением остаточной нефтенасыщенности в пористой среде, заполненной гелем. Движению воды через такую систему препятствуют неподвижные капли заземленной нефти. При движении же нефти эти капли переходят в подвижную фазу.

Вторая школа – группа специалистов из исследовательского центра Нью Мексико, возглавляемая Р. Сирайтом. Р. Сирайт считает, что при движении нефти через пористую сре-

ду, заполненную полимерным гелем, происходит обезвоживание геля за счет выдавливания связанной воды [2]. Это связано с тем, что гель в пористой среде практически неподвижен. Таким образом, формируются каналы высокой проводимости для нефти, за счет чего дебит обработанной скважины постепенно восстанавливается [2]. Это свойство СПС используется при обработке всего вскрытого пласта в добывающей скважине.

Для тампонирувания трещин, а также высокопроницаемых пористых сред с целью изоляции водопритоков Р.Сиравит рекомендует использовать «жесткие» полимерные системы с низкой молекулярной массой  $1-2 \cdot 10^6$  а.е.м. [3]. В частности существует технология MARASEAL (Schlumberger), в которой гелантом является концентрированный (3,5 – 7,0 %) раствор низкомолекулярного полимера [4] и OrganoSEAL-R [5]. Эти реагенты, не обладающие упругими свойствами, применяют при изоляции обводненных пропластков, а также при необходимости при ликвидации заколонных перетоков.

Методы, связанные с применением разлагаемых водорастворимых виниловых полимеров.

Состав для обработки содержит водорастворимый синтетический, подверженный разложению виниловый полимер, имеющий неустойчивую связь в своей основной цепи, полученный в результате радикальной полимеризации с применением окислительно-восстановительных систем, содержащих окислительной ион металла и виниловый мономер.

Достижимые молекулярные массы полимеров находятся в диапазоне от 500000 до примерно 1500000 или выше.

Для долговременной изоляции обводненных пропластков в работе [6] предлагается использовать жесткую полимерную систему с внутренним катализатором, маловязкую (2,0 мПа\*с) и не содержащую твердой фазы. Образование в ней гомогенного геля происходит при термической активации.

Для увеличения надежности изоляции обводненных интервалов пласта в Сирии успешно испытан гель-цемент (суспензия) на основе полимера и цемента марки G [7]. Цель достигается путем дополнительного блокирования матрицы породы полимерным компонентом. Образующийся изоляционный материал выдерживает перепад давления в ПЗП 20,0 МПа.

При разработке технологий ограничения притока воды в скважину по трещинам существуют два подхода. Согласно первому трещины изолируются сформированными подвижными гелями с относительно невысокой концентрацией полимера. Для осуществления данной технологии время образования геля подбирается таким образом, чтобы оно было меньше времени закачки геланта. При течении геля по трещине в результате поглощения во-



ды поровой матрицей происходит его концентрирование и упрочнение [8]. Достоинством данного подхода является низкая степень проникновения сшитого полимера в поровую матрицу, вследствие чего коллекторские свойства продуктивных пластов в ходе закачки не повреждаются.

Согласно второму подходу в ряде случаев, например при изоляции трещин в ПЗП нагнетательной скважины, более удобно использовать обычные геланты с органическими и неорганическими сшивателями. Это связано с тем, что в условиях высоких градиентов давления в ПЗП нагнетательной скважины сформированные гели частично разрушаются, в то время как геланты сшиваются уже после попадания в пласт [9].

Для временной селективной изоляции водопроводящих каналов пласта можно применять микро- и макроэмульсионные системы. Чаще всего применяют обратные эмульсии типа «вода в масле», содержащие ПАВ и стабилизаторы. Селективность тампонирующего водонасыщенных пропластков обеспечивается склонностью обратных нефтяных эмульсий к разрушению в нефтенасыщенной среде. Так в работе [10] предложено использовать для ОВП нефть с добавкой эмульгаторов (додецилсульфат натрия, PN-1). При попадании состава в обводненные пропластки образуется высоковязкая обратная водонефтяная эмульсия, которая блокирует движение.

Существуют патенты, использующие композиции на основе жидкого стекла с заданным временем гелеобразования («управляемые силикатные гели», УСГ). В роли модуляторов гелеобразования (МГ) могут выступать соединения различной природы: углеводы, соли или эфиры органических кислот, неорганические соединения, например, хлорид натрия [10].

Большой интерес в США проявляется к кремнийорганическим (полисилоксановым) соединениям. Они используются как в качестве ПАВ, так и в качестве гелеобразующих композиций [11].

В отдельную группу можно выделить технологии, использующие многотоннажные отходы нефтеперерабатывающей, нефтехимической и целлюлозно-бумажной промышленности. Так ряд технологий основан на применении нефтяных остатков – смеси асфальтенов с ПАВ [12].

С целью повышения эффективности РИР по изоляции водопритоков в добывающих скважинах месторождений США Б.Тернером внедрена комплексная технология, отличающаяся закачкой в ПЗП стимулирующего кислотного состава вслед за полимерным [13]. Это одновременно с ограничением водопритоков приводит к направленной стимуляции низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков.

С целью проведения водоизоляционных работ по ограничению водопритоков применяются модификаторы фильности породы в качестве гидрофобизаторов ПЗП:

1. US 20120181019 A1. Jul 19, 2012. Halliburton Energy Services, Inc.

Наногибридные реагенты для изменения смачиваемости на границе раздела фаз, применяемые на нефтяных месторождениях.

Заявляемыми реагентами могут обрабатываться эмульсии, пены, проппанты и другие системы, предназначенные для введения в пласт.

2. US 20110174485 A1. Jul 21, 2011. Ian D. Robb, Richard D. Rickman, Jason E. Bryant.

Технологические жидкости для обработки скважин, используемые для управления смачиванием различных типов пород.

Предлагаются жидкости для обработки скважин, содержащие водную жидкость и два ПАВ, имеющих противоположные заряды (анионное и катионное) и агент, улучшающий их совместимость. Также состав по настоящему изобретению может содержать водорастворимый полимер, например, полиакриламид, или полисахарид, или полимер основе производных целлюлозы, или их смеси.

#### **Е.4.2.2 Твердеющие составы для проведения РИР**

В последнее время немало работ посвящено снижению водоотдачи цементного раствора в породе при цементировании скважин с использованием различных составов:

1. US 20120283152 A1, Nov 8, 2012. Halliburton Energy Services, Inc.

Добавка к цементному раствору для снижения водоотдачи, содержащая водорастворимый полимер и дифильный диспергатор.

Композиция для обработки скважин включает водную жидкость, добавку против потери жидкости на основе набухающего в воде полимера с высокой молекулярной массой и дифильный диспергатор, на основе неионного ПАВ. Полимер для приготовления добавки может быть выбран из группы полимеров на основе: целлюлозы, гуара, ксантана, крахмала; мономер или мономеры выбирают из группы, состоящей из сульфоната акриламидометилпропана (АМPS), N-винил-N-метилацетамида, N-винилформамида, N-винилпирролидона, акрилонитрила, акриламида, акриломорфолина, винилового спирта, малеинового ангидрида, акриловой кислоты, метакриловой кислоты. Полимер представляет собой высокомолеку-

лярный полимер или сополимер, который имеет среднюю молекулярную массу в диапазоне от 50000 до 2000000 Дальтон.

2. US 20110168393 A1, Jul 14, 2011. Halliburton Energy Services, Inc.

Методы, применяющие полимерные микрогели, регулирующие водоотдачу технологических жидкостей

Технологические жидкости, например, буровой раствор, содержащий основную жидкость на водной основе и жидкую добавку для управления водоотдачей.

Подходящие полимеры и мономеры могут включать звенья на основе акриламидов, виниловых спиртов, винилпирролидонов, винилпиридинов, акрилатов, полиакриламиды, поливиниловые спирты, поливинилпирролидоны, поливинилпиридины, полиакрилаты, полибутиленсукцинаты, полибутиленсукцинат-со-адипаты, полигидроксibuтират-валераты, полигидроксibuтират-со-валераты, поликапролактоны, полиэфирные амиды, полиэтилентерефталаты, сульфированные полиэтилентерефталаты, полиэтиленоксиды, полиэтилены, полипропилены, алифатические ароматические сополиэфиры, полиакриловые кислоты, полисахариды (такие как декстран или целлюлоза), хитины, хитозаны, белки, алифатические сложные полиэфиры полимолочной кислоты, полигликолиды, поли-ε-капролактоны, полиэфиры (гидрокси сложного эфира), полигидроксibuтираты, полиангидриды, поликарбонаты, полиортоэфиры, полиаминокислоты, полиэтиленоксиды, полипропиленоксиды, полифосфазены, полиэфирные амиды, полиамиды, полистиролы, любое производное, любой сополимер, гомополимер, или терполимер, или любая их смесь. В некоторых вариантах осуществления мономер может включать ненасыщенную группу, такую как мономер винильной группы. Сшивающий агент может содержать любой сшивающий агент, который может вступать в реакцию с полимером с образованием полимерного микрогеля.

Для усиления эксплуатационных свойств цементного камня разрабатываются различные добавки в используемые цементы:

1. US 20100116170 A1, 2010. Halliburton Energy Services, Inc.

Цементные композиции, содержащие кристаллические материалы и способы их применения.

Цементные растворы дополнительно содержат материалы, которые освобождают меньше тепла по сравнению с портландцементом. Например, цементная композиция может содержать нецементные наполнители, которые не являются портландцементом, они генерируют меньше тепла за счет уменьшения количества цемента, присутствующего в композиции. Примером таких материалов являются гипс, диоксид кремния, пуццолановый цемент,

фосфатные цементы, цемент шлаковый, метакралин, цементы с высоким содержанием алюминия, оксида магния, золы, цеолитов, печной пыли и их комбинации. Также предлагаются вспененные композиции.

2. US 20120090841 A1, Apr 19, 2012. Halliburton Energy Services, Inc.

Цементные композиции, содержащие добавки биополимера.

Способ цементирование скважин, включающий использование композиции для цементирование, содержащей цементный материал и добавку модифицированного биополимера. Модифицированный биополимер является продуктом реакции, полученным при взаимодействии биополимера и органического карбоната с образованием реакционной смеси при температуре от 100 ° F до 250 ° F .

Модифицирующая добавка, в сочетании с другими полимерными материалами, позволяет регулировать время осаждения и скорость загустевания цементного раствора, водоотдачу, реологию и плотность цементного раствора.

3. US 20110000400 A1, Jan 6, 2011. Halliburton Energy Services, Inc.

Цементные композиции, содержащие золу биоотходов и методы их использования.

Цементные композиции, содержат золу биоотходов, в т.ч. золу сельскохозяйственных отходов, муниципальный пепел, золу от очистки сточных вод, отходов животноводства, пепел промышленных отходов, и их комбинации.

Включение золы биологических отходов в цементные композиции, уменьшает количество самого портландцемента и снижает стоимость цементной композиции, а также обеспечивает дополнительный способ утилизации биологических отходов. Преимуществом способа и композиций по настоящему изобретению, является то, что использование золы биологических отходов позволяет повысить механические свойства цементных композиций, в том числе, прочность на сжатие.

4. US 20060234871 A1, Oct 19, 2006. Halliburton Energy Services, Inc.

Композиция для изоляции скважины на основе водорастворимых полимеров и их сшивателей, дополнительно содержащая цемент, песок, волокнистые материалы и другие твердые частицы

Состав содержит один или несколько полимеров и дополнительный сшивающий агент. В качестве полимерных гелеобразователей используются частично полимеризованный фурфуроловый спирт / альдегид, латексы, жидкие каучуки, силиконовые масла или их комбинации; водорастворимый полимеризуемый мономер и инициатор полимеризации, соеди-

нения на основе окисленного хитозана, полимеры на основе амина, полисахарида, эпоксидной смолы, а в качестве сшивателей – неорганические или органические соединения. Состав может содержать цемент, песок, кварцевую муку, графит, волокнистые материалы, гранулированные материалы или их комбинации.

Предложен полимерный замедлитель схватывания для цемента.

US 20130085207 A1, Apr 4, 2013. Halliburton Energy Services, Inc.

Полимерный замедлитель схватывания для цементной композиции.

Предложена цементная композиция с регулируемым временем схватывания, содержащая: цемент, воду и полимерный замедлитель схватывания, который состоит из мономеров, выбранных из группы: акриловая кислота, эфиры акриловой кислоты, малеиновая кислота, метакриловая кислота, сложные эфиры метакриловой кислоты, итаконовая кислота, фумаровая кислота и др. и любого щелочного или щелочноземельного металла.

Для изоляции относительно крупных негерметичностей в эксплуатационных колоннах скважин на месторождениях Эквадора испытан волокнистый упрочненный цемент (фиброцемент), обладающий прочностью на растяжение [14]. Аналогичный состав цемента CemNET разработан в сервисной компании Schlumberger.

В качестве эффективного наполнителя тампонажных составов для повышения их закупоривающих свойств при ликвидации негерметичности колонн можно использовать и каучуковую крошку с целью снижения хрупкости цементного камня в Schlumberger разработана технология FlexSTONE.

Для проведения работ по восстановлению контакта цементного камня с породой, в Техасе успешно применяется тампонажный состав на основе микроцемента с оптимизированным распределением частиц по размерам [15]. На основе такого же принципа в компании Schlumberger разработана технология SqueezeCRETE [16]. SqueezeCRETE обладает способностью проникать в трещины шириной менее 160 мкм, высокой прочностью камня, его низкой проницаемостью и устойчивостью к агрессивным средам.

Компания Schlumberger разработала и успешно применяет технологию «активного цементного камня» Futur. Она представляет собой герметик, содержащийся в тампонажном цементе, который ликвидирует негерметичность в камне при образовании перетоков углеводородных газов или жидкостей (нефть, конденсат).

Также предложено несколько альтернативных составов цемента;

1. US 20120006545 A1, Jan 12, 2012. Halliburton Energy Services, Inc.

Эмульсионный цемент с регулируемыми сроками затвердевания и способы его использования

Композиция содержит прямую эмульсию из внутренней водной и внешней углеводородной фазы; при этом водная фаза содержит цементный раствор, а органическая фаза содержит мономер, который полимеризуется с образованием полимерного компонента с помощью сшивающего агента.

Водная фаза содержит множество модификаторов: ускоритель или замедлитель схватывания цемента, окислительный агент и их комбинации.

Мономер выбирают из группы, состоящей из метилакрилата, этилакрилата, бутилакрилата, стирола, метилстирола и метилметакрилата и их комбинации, инициатор выбирают из группы азо- и пероксидных соединений.

Полимеризация мономера приводит к увеличению механической прочности герметизирующей композиции.

2. US 20130299170 A1, Nov 14, 2013. Halliburton Energy Services, Inc.

Состав цемента на основе соединений алюминия, полимеров, и органической кислоты, как замедлителя схватывания.

Цементный состав содержит алюминат кальция или глиноземистый цемент, воду, полимерную смесь двух полимеров: полимера на основе карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и лигносульфоната и замедлителя схватывания цемента - органической кислоты, которую выбирают из группы, состоящей из лимонной кислоты, винной кислоты, молочной кислоты, аскорбиновой кислоты и их комбинаций, и другие добавки, в т.ч. снижающие потери жидкости, трение, снижающие или увеличивающие плотность, пеногасители, добавки повышающие механические свойства цементного камня.

3. US 8557036 , Nov 9, 2012. Halliburton Energy Services, Inc.

Не содержащая цемента отверждающаяся композиция, содержащая волластонит и пемзу и способы ее использования.

Отверждающаяся композиция содержит природный силикат кальция -волластонит, пемзу, известь, воду и добавки: диспергатор, добавку увеличивающую прочность, ускоритель схватывания или замедлитель схватывания, утяжелитель или облегчающую добавку,

газогенерирующую добавку или пеногаситель, понизитель фильтрации, регулятор вязкости и их комбинации.

Состав содержит воду в количестве от 40% до 200% от объединенной массы волластонита и пемзы; волластонит и пемза присутствуют в количестве от 25% до 75% от общего веса волластонита и пемзы.

Композиция дополнительно может содержать добавку кристаллического кремнезема, аморфного кремнезема, коллоидального диоксида кремния, солей, белков, гидратируемых глин, керамических сланцев, микросфер, летучей золы, кизельгура, метакаолина, молотого перлита, золы рисовой шелухи, пуццоланового цемента, цеолита, цементной пыли, смолы и любой их комбинации.

Одним из направлений повышения эффективности тампонажных работ в скважинах высокотемпературных пластов является применение материалов на основе смол. Преимуществом использования смол в качестве тампонажных составов является упругость получаемого изоляционного материала, позволяющая сохранять контакт с эксплуатационной колонной после проведения в скважине повторной перфорации.

US 20130153225 A1. Jun 20, 2013. Halliburton Energy Services, Inc.

Способ ремонта ствола скважины смолой.

Способ включает диспергирование в водной среде латексной эмульсии или порошка полимеризованного акрилонитрил-бутадиенового сополимера (смола стабилизатор) с образованием жидкости для обработки, и введение обрабатывающей жидкости в ствол скважины.

Смола стабилизатор присутствует в жидкости для обработки в количестве от 1% до 10% от объема жидкости.

Жидкость для обработки дополнительно содержит загуститель, выбранный из группы коллоидных веществ, глины, полимера, гуаровой камеди, эмульсионно-образующего агента, кизельгура, биополимера, синтетического полимера, хитозана, крахмала, желатина и любой их смеси, а также может содержать соль, поверхностно-активное вещество, добавку для снижения водоотдачи, газ (азот, диоксид углерода), агент, повышающий клейкость, пенообразователь, ингибитор коррозии, ингибитор образования отложений, катализатор, глину, биоцид, понизитель трения, пеногаситель, сшивающий агент, диспергатор, флокулянт, поглотитель сероводорода, поглотитель диоксида углерода, поглотитель кислорода, смазывающее вещество, загуститель, утяжелитель (барит), модификатор относительной проницае-

мости, смолу, расклинивающий материал, смачивающий агент, агент для образования покрытия в любой их комбинации.

Одна из новейших технологий ликвидации негерметичности цементного кольца или обсадной колонны в скважине базируется на использовании специальных составов – герметиков, полимеризующихся при высоком перепаде давления [17]. В результате последнего объем оторочки изоляционного материала очень мал, а селективность изоляции очень высока.

Для достижения изоляции пространства между обсадной колонной и пластом при обводнении горизонтальных скважин разработана конструкция заколонного пакера (Annular Chemical Packer), в котором в качестве герметизирующего пластического вещества используется сырая резина или герметик. В результате процесса осмоса вода входит в резиновую матрицу. В зависимости от температуры и минерализации окружающей среды процесс набухания резиновой матрицы длится от нескольких дней до недель, а увеличение объема составляет от 100 до 200 %.

С целью проведения водоизоляционных работ по ограничению водопритокков применяют модификаторы фальности породы в качестве гидрофобизаторов ПЗП:

1. US 20120181019 A1, Jul 19, 2012. Halliburton Energy Services, Inc.

Способ изменения смачиваемости поверхности в скважине.

Способ включает ведение в скважинную жидкость наногибридной фазы, изменяющей смачиваемость поверхности в скважине и оценку изменения смачиваемости по определению угла смачивания.

2. US 20110174485 A1, Jul 21, 2011. Ян Д. Робб , Ричард Д. Рикман , Джейсон Е. Брайант.

Технологические жидкости для обработки скважин, используемые для управления смачиванием пород различного типа и связанные с этим методы.

Способ включает применение водного раствора ионных ПАВ, имеющих противоположные заряды, и агента, поддерживающего их совместимость.

Первый или второй ПАВ выбран из группы, состоящей из четвертичных аммониевых соединений, например, алкил триалкиламмоний бромида, диалкилдиэтиламмоний хлорида,



алкилдиметилбензиламмоний хлорида, алкилпиридин хлорида, пентаметилдиаммоний хлорида и любой их комбинации.

Первый или второй ПАВ выбран из группы, состоящей из алкилсульфатов, алкилсульфонатов, алкиларилсульфонатов, алкиларилсульфатов, олефинсульфонатов, соли жирной кислоты, сульфоната сложного эфира жирной кислоты, алкилэфирсульфата, алкилэфирфосфата, сложного эфира фосфорной кислоты, алкилфенолэтоксилатфосфата, фенолэтоксилатфосфата, алкилэфиркарбоксилата, диалкилсульфосукцината, перфторалкановых кислот, алкилсаркозината натрия, и любой их комбинации.

Способ отличается тем, что жидкость для обработки включает в себя первый и второй поверхностно-активные вещества в количестве от 0,01% до 3% от объема жидкости для обработки.

Агент совместимости выбирают из группы, состоящей из алкилэтоксилата, алкилфенолэтоксилата, сложного эфира сорбитана и жирной кислоты, этоксилированного сложного эфира сорбитана и жирной кислоты, алкилполиглюкозида, этоксилированного алкиламина, этоксилированного ди- и полиамина, алкилпропоксилированного амина, жирных спиртов, алкиламида, моноэтаноламина, диэтаноламина, оксида алкилдиалкиламина, этоксилированного амида, алкоксилированного алкилфенола, алкоксилированного спирта, полиола, сложного эфира полиола, алкиламидопропилбетаина, алкиламидодипропионата динатрия, алкиламфодиацетата динатрия, алкиламфогидроксипропилсульфоната натрия, алкиламидопротилгидроксисултаина, лецитина, и любой их комбинации.

Способ дополнительно содержит добавку полимера, снижающего трение, ингибитор коррозии, ингибитор образования отложений и стабилизатор глины в любой их комбинации.

### **Заключение**

Проведенный анализ показывает широту поисков водоизолирующих составов для различных геолого-технологических условий. Эта широта обеспечивает возможность проведения водоизоляционных работ в условиях залежей трудноизвлекаемых запасов нефти. Вместе с тем сохраняются не полностью решенные проблемы. Это – избыточное обводнение продукции скважины после неудачно проведенного ГРП, обводнение скважин прорывом пластовых вод к «пятке» горизонтального ствола, обводнение скважин посредством конусообразования, ликвидация которых требует достаточно больших объемов селективного и достаточно более прочного материала. Одним из возможных путей решения стоящих проблем является разработка и использование электронных симуляторов водоизоляционных работ,

позволяющих рассчитать существующие нагрузки на гелевые оторочки и твердеющие составы с целью оптимизации их объемов при проведении РИР.

### Литература к п.2:

1. Nguyen T.Q., Green D.W., Willhite G.P., McCool C.S. Effect of Gelant Composition and Pressure Gradient of Water and Oil on Disproportionate Permeability Reduction of Sandpacks Treated with Polyacrylamide-Chromium Acetate Gels // SPEJ 2006, v.11,2.– p.145-15.
2. Seright R.S., Prodanovich V., Lindquist W.B. X-Ray Computed Microtomography Studies of Fluid Partitioning in Drainage and Imbibition Before and After Gel Placement: Disproportionate Permeability Reduction // SPEJ 2006, v.11,2. – p.159-170.
3. Seright R.S., Lane R.H., Sydansk R.D.: «A strategy for attacking excess water production». Paper SPE 70067 presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Texas, 2001.
4. Sydansk, R.D.; Southwell, G.P.: «More than 12 Years of Experience with a Successful Conformance-Control Polymer Gel Technology». Paper SPE 49315 presented at the 1998 SPE annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, USA, 27-30 Sep. 1998.
5. Бейли Б., Крабтри М, Тайри Д. и др. Диагностика и ограничение водопритоков // Нефтегазовое обозрение. - 2001. - № 1. - С. 44-67.
6. Mata F. and Ali S.: «Water Shutoff Using an Internally Catalyzed System In Boscan Field: Case Histories». Paper SPE 102219 presented at the 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 24-27 September 2006.
7. van Eijden, J.; Arkesteijn, F. et al.: «Gel-cement, a Water Shut Off System: Qualification in a Syrian Field». Paper SPE 88765 presented at the 11th Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, U.A.E., 10-13 October 2004.
8. Seright R.S., Lane R.H., Sydansk R.D.: «A strategy for attacking excess water production». Paper SPE 70067 presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Texas, 2001.
9. Seright R.S., Liang J.: «A comparison of different types of blocking agents». Paper SPE 30120 presented at the European Formation Damage Conference, The Hague, Netherlands, 15-16 May, 1995.
10. Bai B.; Han M. et al.: «Selective Water Shutoff Technology Study and Application of W/O Emulsions». Paper SPE 59320 presented at the 2000 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, 3-5 April 2000.
11. Lakatos I.; Toth, J. et al.: «Comparative Study of Different Silicone Compounds as Candidates for Restriction of Water Production in Gas Wells». Paper SPE 80204 presented at the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. Houston, Texas, 5-7 Feb 2.
12. Пат. 4043395 США, Е 21 В 43/22. Способ добычи нефти с использованием алкоксилированного асфальта / опубл. 28.08.77
13. Turner B.: «Polymer Gel Water-Shatoff Application Combined With Stimulation Increase Oil Production and Life of Wells in the Monterey Formation Offshora California». Paper SPE 121194 presented at the 2009 SPE Westen Regional Meeting held in San Jose, California, USA, 24–26 March 2009.
14. Simbala, V., Palomeque, M. et al.: «An Effective Solution To Repair Severely Corroded Casing Strings: Applications in the Oriente Basin of Equador». Paper SPE 93950 presented at the SPE Latin American and Carribean Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 20-23 June 2005.
15. Farkas, R.F.; England, K.W. et al.: «New Cementing Technology Cures 40-Years Old Squeeze Problems». Paper SPE 56537 presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3-6 October 1999.

16. Бейли Б., Крабтри М, Тайри Д. и др. Диагностика и ограничение водопритоков // Нефтегазовое обозрение. - 2001. - № 1. - С. 44-67.
17. Rodriguez, V.F., Goncalves G.G. et al.: «Use of Pressure-Activated Sealants To Cure Leaks in Subsea Wells – A Case History In Campos Basin». Paper SPE 96432 presented at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, USA, 9-12 Oct 2005.

### **Е.4.3 Обзор новых технологий гидравлического разрыва пласта**

В 2014 году нефтегазовая отрасль отметила 65 лет с момента рождения одного из самых популярных в настоящее время методов интенсификации нефтегазодобычи и повышения нефтегазоотдачи – метода гидравлического разрыва пласта или просто ГРП. В 1949 году компания Halliburton Oil Well Cementing провела первый в истории нефтедобычи промышленный гидроразрыв пласта [1]. С тех пор новая технология с каждым годом приобретала все большую популярность.

На сегодняшний день с помощью гидравлического разрыва во всем мире были обработаны десятки тысяч скважин, а сама технология была многократно усовершенствована и претерпела значительные изменения.

В настоящее время в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Такие коллекторы часто вскрываются горизонтальными скважинами, которые накладывают свой технологический отпечаток на исполнение процесса ГРП.

#### **Е.4.3.1 ГРП в горизонтальных скважинах**

Секционная стимуляция горизонтальных скважин является наилучшим методом проведения ГРП, в котором применяются самые современные технологии. В настоящее время существует около 16 различных видов такой стимуляции, охватывающих все типы заканчивания скважин.

Самыми современными видами обработок являются многостадийные гидроразрывы с активируемыми специальными шарами портами, скользящими сдвижными муфтами и муфтами с разрывными мембранами. Все эти виды обработок применяются для последовательных многостадийных обработок. Если на заре их применения речь шла о 5-6 стадиях последовательной точечной обработки, то сейчас количество стадий может достигать до 80 и более [1].

##### **Е.4.3.1.1. ГРП с шарами и открывающимися портами**

Данная технология представляет собой спуск в необсаженный ствол специальной пакерной компоновки, которая разбивает горизонтальный участок на сегменты, разделенные специальными пакерами [2]. Каждый сегмент включает в себя активируемые шаром открывающиеся порты. Сами пакеры могут отличаться по типу установки, как гидравлически ак-

тивлируемые, так и механически активлируемые. После установки и посадки пакерной системы, первый порт открывается обычно под давлением жидкости разрыва, далее после прокачки рассчитанных объемов жидкостей гидроразрыва для каждого сегмента сбрасывается шар, который проходит вниз по скважине, садится в седло и одновременно отсекает простимулированный сегмент скважины и открывает сдвижные затворки порта, расположенного в последующем сегменте. В процессе обработки всех сегментов шары различных диаметров (от малого к большому) последовательно сбрасываются в линию нагнетания на поверхности. Таким образом, обработки ГРП разбиваются на стадии, но закачиваются как одна операция.

Шары для таких обработок могут изготавливаться из композитных материалов с минимальным использованием сплавов железа или из специальных металлических сплавов. Шары устойчивы в широком интервале температур и давления.

После того, как все зоны обработаны, шары могут быть извлечены различными методами:

1. Если пластовые давления и производительность скважины позволяют, то шары выносятся на поверхность пластовым флюидом и улавливаются специальным приспособлением;

2. Если энергия пласта недостаточна, то здесь возможны 2 варианта, либо разбуривание с помощью обычной или гибкой насоснокомпрессорной трубы, либо растворение шаров при помощи кислоты. Выбор вариантов будет зависеть от материала изготовления шаров [3].

При проведении гидроразрыва представленным способом, закачка производится по НКТ и специальные требования по давлению к обсадной колонне скважины не применимы.

#### **Е.4.3.1.2 ГРП со скользящими сдвижными муфтами**

В данной технологии применяются инструменты механического открывания и закрывания, установленные на ГНКТ или колонне НКТ[4]. Технология может реализовываться как в обсаженных, так и в необсаженных стволах. В обоих случаях она обеспечивает разобщение и возможность многократной стимуляции отдельных интервалов, помогая достичь рентабельной работы скважины в течение всего срока ее службы.

В случае использования системы ГРП со скользящими сдвижными муфтами в необсаженном стволе скважины, техника проведения работ очень похожа на ту, что применяется в случае компоновки ГРП с шарами и открывающимися портами, только в данном случае роль портов выполняет специальная компоновка, состоящая из якоря, циркуляционного порта, пакера и локатора муфт. При помощи локатора муфт выбирается муфта на нужной глубине. Затем механически активлируется пакер в области муфты. Далее под действием внеш-

него давления муфта сдвигается и открывается порт для проведения ГРП. После проведения ГРП на данном интервале пакер срывается и все операции повторяются для вышележащего интервала.

Если технология со скользящими муфтами применяется в обсаженном стволе, то сегменты обсадной колонны с этими муфтами просто крепятся на основную обсадную колонну, спускаются вместе с ней в скважину и цементируются. При проведении процесса ГРП так же как и в случае с необсаженным стволом, при помощи специального приспособления на обычной НКТ или ГНК сдвигаются муфты и производится закачка.

При закачке ГРП по технологии со скользящими сдвижными муфтами, жидкость разрыва может двигаться как по затрубному, так и по трубному пространству. В случае закачки по затрубному пространству или при закачке с неизолированным затрубом, на проведение процесса накладываются ограничения по максимальному выдерживаемому давлению обсадной колонны, а это может являться существенным останавливающим воздействием для реализации технологии.

#### **Е.4.3.1.3 ГРП с муфтами, оборудованными разрывными мембранами**

В настоящее время использование цементируемых хвостовиков набирает обороты. Данный вариант заканчивания скважины позволяет проводить неограниченное число этапов гидравлического разрыва пласта. Муфты просто накручиваются на обсадную колонну с шагом от 25 м и более, что и дает возможность практически неограниченному количеству этапов ГРП.

Собранная обсадная колонна спускается в скважину и цементируется. Затем при помощи компоновки с селективным пакером, спускаемым на насоснокомпрессорной трубе или на гибкой трубе, происходит изоляция выбранного интервала. Через спецотверстие в насадке между пакерами нагнетается давление жидкостью, что приводит к разрыву разрывной мембраны. Толщина прокладок и размер портов может изменяться для контроля давления разрыва, которое лежит в пределах от 25 до 70 МПа. Разрыв происходит при достижении установленного значения давления  $\pm 2$  МПа [5]. После проведения ГРП пакерная компоновка перемещается вверх по обсадной колонне до достижения следующего порта. Затем цикл операций повторяется.

К достоинствам данной технологии можно отнести: неограниченное количество этапов ГРП; свободное проходное сечение скважины после проведения всех операций; исключение дорогостоящих операций по разбуриванию шаров; отсутствие перфорационных работ,

абразивной резки, или скользящих муфт; возможность обратной промывки при выпадении песка; отсутствие высоких требований по давлению к обсадной колонне.

Основным недостатком является эрозия пакерной компоновки, ограничивающая максимальный расход по жидкости разрыва и лимитирующая суммарное количество прокачиваемого проппанта.

#### **Е.4.3.2 ГРП в вертикальных скважинах**

Однако не все новые технологии гидроразрыва направлены на улучшение работы горизонтальных скважин.

Новейшая технология под названием HiWAY была представлена компанией Schlumberger [6].

Основной целью любой операции по гидроразрыву является создание высокопроводимых каналов между скважиной и пластом. В скважинах с умеренной и высокой проницаемостью, недостаточно высокая проводимость трещины ГРП будет ограничивать потенциал скважины, в то время как, например, в плотных газовых пластах лимитирующим фактором является эффективная полудлина трещины. Однако даже при оптимальной длине, в последнем случае, проводимость трещины остается важным фактором, который будет характеризовать удаление жидкости ГРП из трещины и последующую добычу нефти из пласта.

Традиционно попытки усилить проводимость были направлены на улучшение способности течения жидкости через пористую среду проппантной пачки. Разработчики технологий потратили много усилий на повышение проводимости проппантной пачки. Разрабатывались и новые системы жидкостей, не загрязняющие пласта, и проппанты высокой прочности, и эффективные системы деструкторов, очищающие трещину ГРП и т.д.

Однако в действительности гидродинамические исследования скважин очень часто демонстрируют, что трещины получаются менее длинными, чем запланированы, а их проводимость ниже желаемой. Множественные исследования по определению остаточной проводимости проппантной пачки также показывают неудовлетворительные результаты.

Новая разработанная технология ГРП обеспечивает беспрецедентную проводимость трещины. Такая проводимость получается за счет создания открытых каналов внутри проппантной пачки, которая на 1.5-2.5 порядка выше теоретического максимума, который может быть достигнут при стандартной проппантной пачке. Описанные результаты могут быть реализованы путем комбинации специальной схемы заканчивания скважины, дизайна обработки, оборудования ГРП, схемы закачки и жидкости разрыва.

Процесс создания открытых каналов внутри трещины подразумевает собой создание неоднородностей в проппантной пачке, как за счет схемы закачки, так и за счет перфорационной схемы. Первоначально проппант добавляется в жидкость ГРП короткими пульсами, чередующимися с пульсами жидкости без проппанта. Концентрация проппанта наращивается постепенно, по аналогии со стандартной обработкой.

Помимо пульсовой закачки гетерогенность проппантной пачки достигается за счет специальной гетерогенной схемы перфорации. Гетерогенная схема перфорации представляет собой кластерную сетку, состоящую из перфорированных и неперфорированных интервалов. Перфорация производится как бы в шахматном порядке.

Что касается жидкости разрыва, то здесь также имеются некоторые особенности. На всем времени закачки как проппантных, так и беспроппантных, производится добавка особых волокон. Такие волокна, с одной стороны, положительно влияют на реологические и фрикционные свойства жидкости, а с другой стороны, замедляют осаждение проппанта в трещине, делая проппантные пачки более целостными.

Таким образом, подытоживая все вышесказанное, технология HiWAY принципиально меняет подход к операции по гидравлическому разрыву пласта, а интегрированные решения, сочетающие в себе геомеханическое моделирование, дизайн, процесс контроля и поверхностное оборудование, являются базой для новой концепции.

#### **Е.4.3.3 Жидкости для ГРП**

Еще одним альтернативным подходом к гидроразрыву пласта является использование сжиженного газа в качестве альтернативы водной основе жидкости разрыва [7].

Разработанная технология предполагает использование сжиженного гелированного петролийного газа, в частности пропана или пропанобутановой смеси. В качестве гелирующего агента применяются эфиры фосфорной кислоты для придания жидкости достаточной вязкости, необходимой при транспортировке проппанта. Использование такого геля является более безопасным и эффективным, чем водного, в связи с отсутствием снижения вязкости от температуры. Другим преимуществом гелированного газа является то, что когда гель разрушен, пропан либо растворяется в нефти, либо смешивается с природным газом, образуя жидкую смесь. По сути, после разрушения геля в пласте трещина сразу становится проводимой, чего не происходит с водными жидкостями ГРП, которые требуют длительного извлечения из трещины и пласта. Причем некоторая часть воды так и остается защемленной в пласте,



снижая эффективную длину трещины. К другим достоинствам можно отнести отсутствие отработанной загрязненной воды.

Однако технология не лишена и недостатков. Во-первых, повышенные затраты на проведение работ, во-вторых, повышенная взрывоопасность и, последнее – ограничение применения данной технологии в мировом масштабе ввиду уникальности применяемого оборудования. Все оборудование, включая емкости для хранения пропана, блендер (блок получения гидросмеси) и установку подачи химических добавок должно работать под давлением, для поддержания пропана в жидком состоянии.

#### **Е.4.3.4 Контроль развития трещины ГРП**

Современные программные комплексы для симулирования процесса ГРП и дизайна обработки являются совместимыми продуктами с геологическими и гидродинамическими симуляторами моделей пласта. Они могут учитывать сейсмические данные для корректировки дизайна обработки в реальном времени или при оценке уже выполненных работ. Данный факт позволяет не только улучшить производительность текущих операций, но и предопределять реалистичные сценарии для разных условий обработки, например, при наличии сетки природных трещин в пласте.

Промысловая практика показывает, что инженерный подход к операции ГРП может приводить к кратному увеличению добычи с минимальным количеством закачиваемой жидкости [8].

Помимо перечисленных достоинств, такое программное обеспечение помогает подобрать оптимальный вариант закачивания скважины для реализации ее максимального потенциала с учетом характеристик пласта и проведенного гидроразрыва [9].

#### **Е.4.3.5. ГРП в сочетании с изоляцией водопритоков**

В настоящее время гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из самых популярных методов интенсификации нефтедобычи (ИН) и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). На примере ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (рисунок 3.1) видно, что эффективность гидроразрыва была доказана временем, прослеживается динамика увеличения количества операций по годам. На месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ГРП стали применять около двух десятилетий назад. С тех пор выполнено более 12 тыс. скважиноопераций, а дополнительная добыча нефти превысила 24 млн тонн [10].

В начале 1990-х годов количество операций гидроразрыва исчислялось десятками, но к концу 2000-х годов счет перешел на сотни и тысячи. К примеру, только в 2011 году на месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» проведено более 1300 операций.

Из представленных данных, безусловно, прослеживается актуальность проведения данного процесса. Однако, повальное применение ГРП часто может приводить к проблемам, связанным с повышенной обводненностью (таблица Е.4.5) [11].

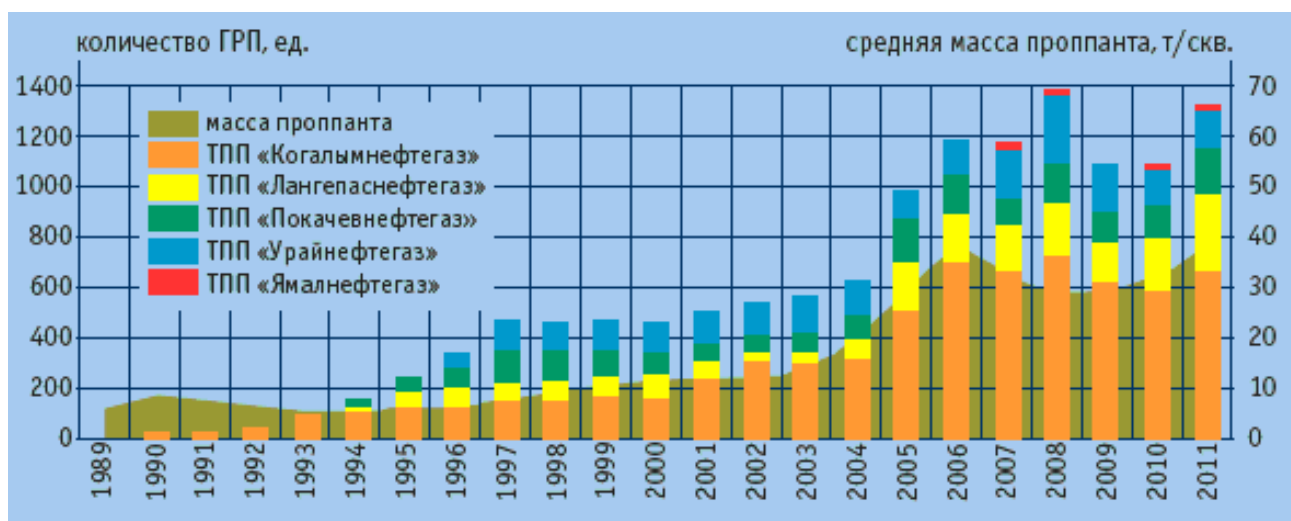


Рисунок Е.4.4 – Динамика выполнения ГРП по территориально производственным предприятиям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Таблица Е.4.5 - Результаты ГРП по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за 2005 г.

ТПП	Количество скважин	Средняя вскрытая толщина пласта, м	Объем проппанта на одну скважину, т	Прирост дебита нефти, т/сут	Средняя обводненность, %		Количество скважин с ростом обводненности		Дополнительная добыча нефти с начала года, тыс. т
					до ГРП	после ГРП	< 30 %	> 30 %	
ЛНГ	103	10	23	9,2	42,6	61,1	58	45	154,5
УНГ	112	7,8	18,1	11,5	84	54	94	18	207,9
КНГ	433	8,3	30,2	15,4	35,2	82,1	20,3	230	932,3
ПНГ	149	5,6	26,4	11,7	57,5	59	99	50	220,9
Л-ЗС	797	7,9	26,9	13,7	47,7	71,1	454	343	1515,6

Рост обводненности после ГРП может быть связан с кинжальным прорывом нагнетаемой воды по телу трещины; с проникновением трещины в выше- или нижележащие водонасыщенные пропластки; с заколонными перетоками при нарушении герметичности цементно-

го камня из-за действия повышенного давления; со снижением фазовой проницаемости по нефти и ростом ее по воде.

Порой добывающие компании, руководствуясь текущей рентабельностью мероприятий по интенсификации нефтегазодобычи, не придают должного внимания существующим рискам. Именно поэтому «плохая» вода может стать причиной «гибели» скважины в течение всего нескольких лет.

В качестве примера негативного воздействия на объект разработки процесса ГРП, можно рассмотреть одно из нефтяных месторождений Республики Казахстан, на котором в 2003 году с целью увеличения добычи нефти был внедрен метод гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Объект характеризуется следующими параметрами: терригенный коллектор, малая глубина залегания - до 1100 м, невысокая пластовая температура 40 °С, большая неоднородность по проницаемости – от 0,03 до 1,5 мкм<sup>2</sup>. Средняя обводненность продукции на 2003 год составляла 81,2 %

В период с 2004 до 2009 года в общей сложности было проведено более 400 операций ГРП, в результате которых была получена дополнительная добыча нефти в районе 2,6 млн.тонн, однако, несмотря на увеличение общей добычи нефти было отмечено увеличение обводненности продукции до 88,5 %. Операции гидроразрыва пласта в массовом порядке были прекращены и возобновились только в 2011 г. в виде точечных работ на объектах после бурения.

К 2014 г. средняя обводненность по месторождению составила около 89,4%. Однако, вследствие падения общей добычи нефти и ввиду того, что гидроразрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи, стало необходимым совершенствование процесса ГРП с целью возможности применения данного метода на объектах с повышенной обводненностью либо близлежащей зоной ВНК.

В 2000-х годах зарубежные и отечественные компании начали вести активные работы по поиску и внедрению новых технологий ГРП, позволяющих снизить обводненность после проведения операций гидроразрыва.

Можно выделить три основные группы технологий зарекомендовавших себя в качестве эффективных. Каждая из этих групп направлена на решение конкретной проблемы, способствующей повышению обводненности скважинной продукции после проведения ГРП.

1. Применение модификаторов относительной фазовой проницаемости во время проведения операций ГРП с целью снижения притока подстилающей или законтурной воды. Данная группа технологий эффективна к применению в условиях близкого водонефтяного контакта в

высокообводненных скважинах, причем, в скважинах с большей начальной обводненностью, данная технология показывает более высокий эффект. Эффект достигается за счет адсорбции полимера-модификатора на породе и его селективного набухания в водной среде [12].

2. Ограничение неконтролируемого роста трещины в высоту при отсутствии достаточной контрастности горизонтальных напряжений между нижележащим и вышележащим пропластками. Эффект достигается за счет размещения искусственных проппантных барьеров в продуктивном пласте при предварительной закачке смеси проппантов разных фракций перед основным ГРП. Осаждение смеси в процессе развития трещины ограничивает её рост в высоту.

3. Ограничение роста трещины в высоту за счет снижения эффективного давления, достигающегося применением маловязких жидкостей разрыва. К маловязким жидкостям разрыва можно отнести линейные полисахаридные гели или бесполимерные жидкости на основе поверхностно-активных веществ. За счет невысокой вязкостной составляющей таких жидкостей, их утечка в пласт является значительной, что помогает держать эффективное давление на достаточно низком уровне, однако, их высокая упругая составляющая позволяет безбоязненно применять такие жидкости для транспортировки проппанта.

В лабораториях Научно Образовательного Центра (НОЦ) «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина проводится разработка новых химических реагентов и технологий, направленных на оптимизацию процесса ГРП и увеличения эффективности от обработки.

Специалистами НОЦ «Промысловая химия» были разработаны и внедрены технологии проппантного гидравлического разрыва, уменьшающие риск повышения обводненности добываемой продукции:

- проппантный ГРП с применением маловязких жидкостей разрыва;
- проппантный ГРП с изоляцией водопритока.

Остановимся на данных технологиях подробнее.

Как уже было описано в статье, при проведении ГРП на горизонтах с близкорасположенными зонами ВНК и ГНК существует большой риск прорыва межпластовых перемычек жидкостью разрыва и резкого обводнения (вплоть до 100 %) или насыщения попутными газами продукции скважины. Одним из способов контроля развития трещины по высоте является применение средне- и маловязких жидкостей разрыва. Как известно, раствор полисахарида – так называемый линейный гель – обладает гораздо меньшей вязкостью, чем обычно применяемые сшитые гели, но, как правило, его технологические показатели (фильтратоотдача и способность транспортировать проппант) снижаются при уменьшении вязкости. Однако разработанные в НОЦ «ПХ» маловязкие жидкости обладают малой фильтратоотдачей,

приближенной к сшитым полисахаридным гелям, и решают одну из упомянутых проблем, что повышает эффективность жидкости ГРП.

Маловязкие жидкости разрыва включают в себя:

Полисахарид гуарового ряда – гелеобразователи ГПГ-1 или ГПГ-слорри в концентрациях 2,0-3,0 кг/м<sup>3</sup> и 5,0-6,0 л/м<sup>3</sup> соответственно;

ПАВ комплексного действия – ПАВ-РД;

Сшивающий агент – сшиватель БС-1 или СП-РД в концентрациях 0,2-0,5 л/м<sup>3</sup> и 2,0-4,0 л/м<sup>3</sup> соответственно.

Примером хорошей работоспособности сшитого маловязкого геля в сравнении с линейным гелем, служит график температурной стабильности, жидкостей разрыва – сшитого, маловязкого и линейного геля - с загрузкой гелеобразователя 3,0 кг/м<sup>3</sup> представленный на рисунке Е.4.6.

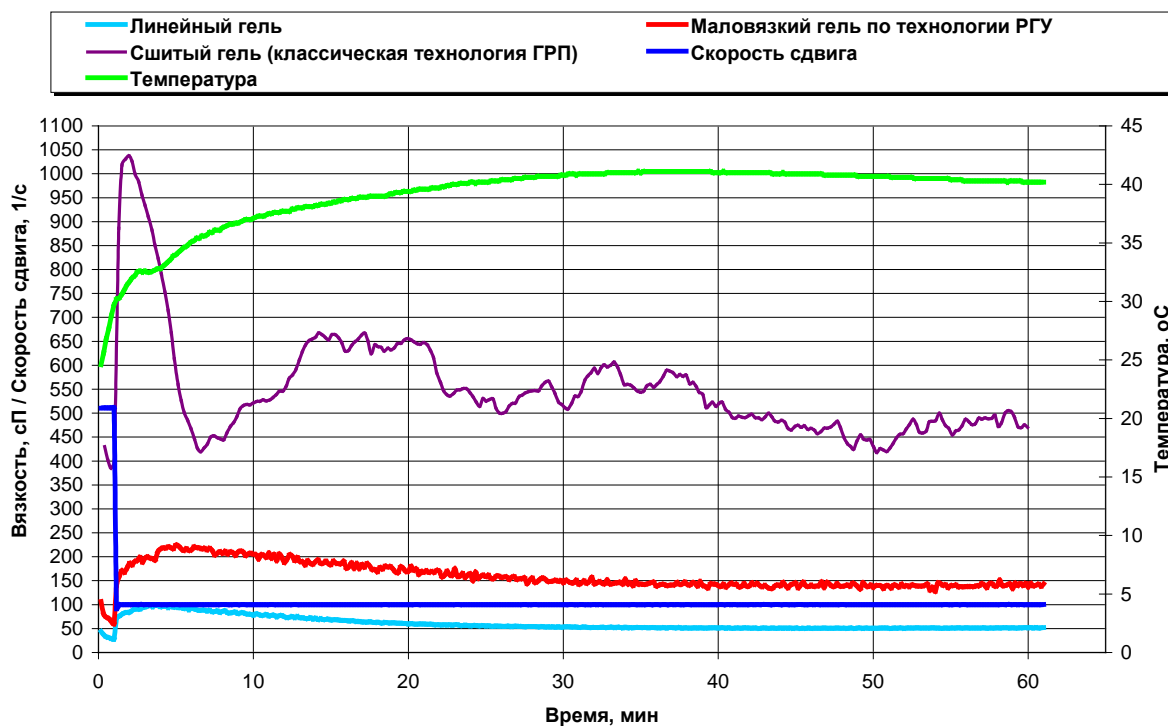


Рисунок Е.4.6 – Термостабильность сшитого, маловязкого и линейного полисахаридного геля. Загрузка гелеобразователя ГПГ-1 3,0 кг/м<sup>3</sup>, температура 40 °С.

Вязкостные характеристики жидкости измерялись на приборе Fann 50 в соответствии с ISO 13503-1.

Исследования статической фильтрации проводилось согласно ISO 13503-4. Результаты фильтрационных исследований представлены в таблице Е.4.6.

В 2013 г было проведено 5 обработок ГРП с маловязкими жидкостями разрыва по технологии РГУ, при этом технологический процесс – темпы закачки, объемы и концентрации пропантанта, объемы жидкости разрыва – оставались такими же, как и при классическом ГРП. График проведения процесса представлен на рисунке Е.4.7.

Таблица Е.4.6 - Фильтрационные характеристики сшитого, маловязкого и линейного полисахаридного геля при температуре 40 °С и перепаде давления 1000 psi (6,89МПа)

Жидкость разрыва	Коэффициент коркообразования, $C_w, *10^{-4} \text{ м/мин}^{1/2}$	Потери при мгновенной фильтрации, $S_L, *10^{-4} \text{ м}^3/\text{м}^2$
Линейный гель	11,4	11,9
Маловязкий гель по технологии РГУ нефти и газа	7,1	5,4
Сшитый гель (классическая технология ГРП)	5,4	1,7

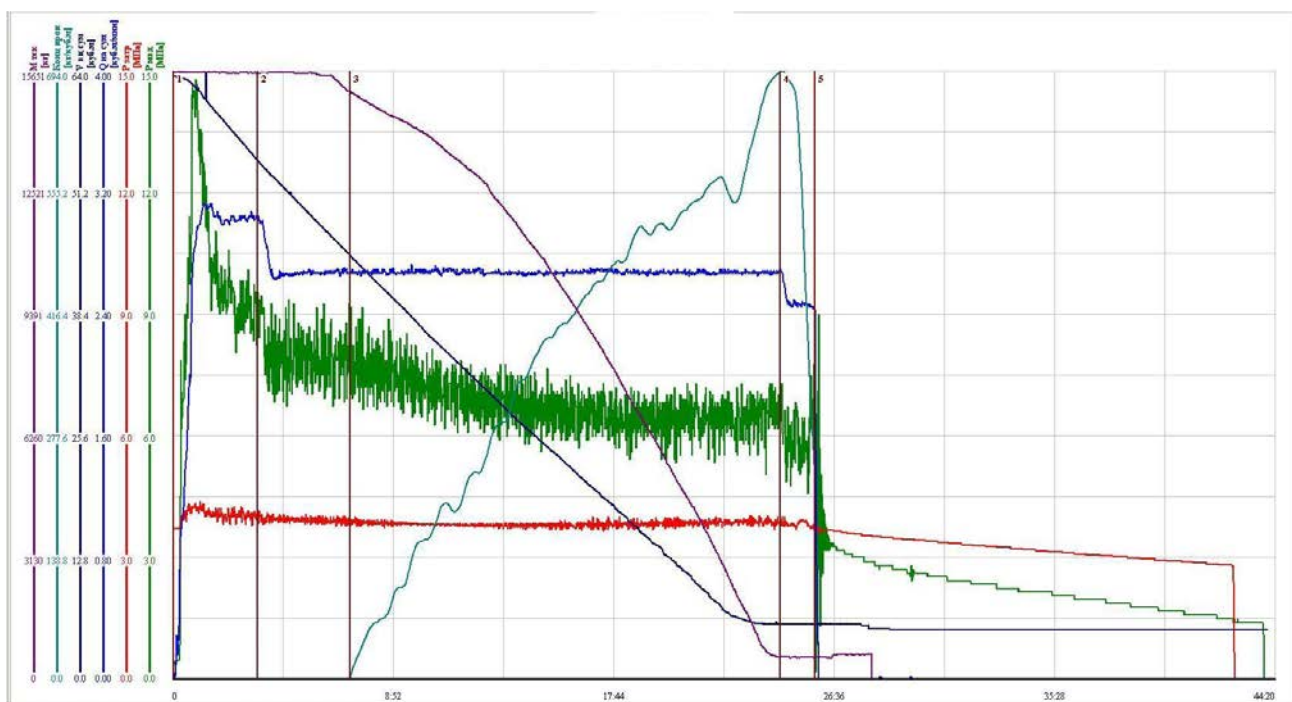


Рисунок Е.4.7 – График проведения процесса ГРП с применением маловязкого геля по технологии РГУ нефти газа. Объем закаченного пропантанта 12 т, средняя концентрация пропантанта 350 кг/м<sup>3</sup> смеси.

Еще одним способом предотвращения увеличения обводненности добываемой продукции является совмещение процессов изоляции притока воды и интенсификации добычи нефти.

Сущность, разработанной в НОЦ «ПХ» технологии ГРП с изоляцией водопритокков (ГРП с ИВП), заключается в закачке в пласт на стадии «буфера» гелированной жидкости на углеводородной основе, которая, с одной стороны создает трещину ГРП необходимой геометрии, а с другой стороны является селективным водоизолирующим агентом. На второй стадии происходит закачка жидкости-песконосителя на водной полисахаридной основе с пропантом. Схематично процесс ГРП с ИВП можно представить, как показано на рисунке Е.4.8.

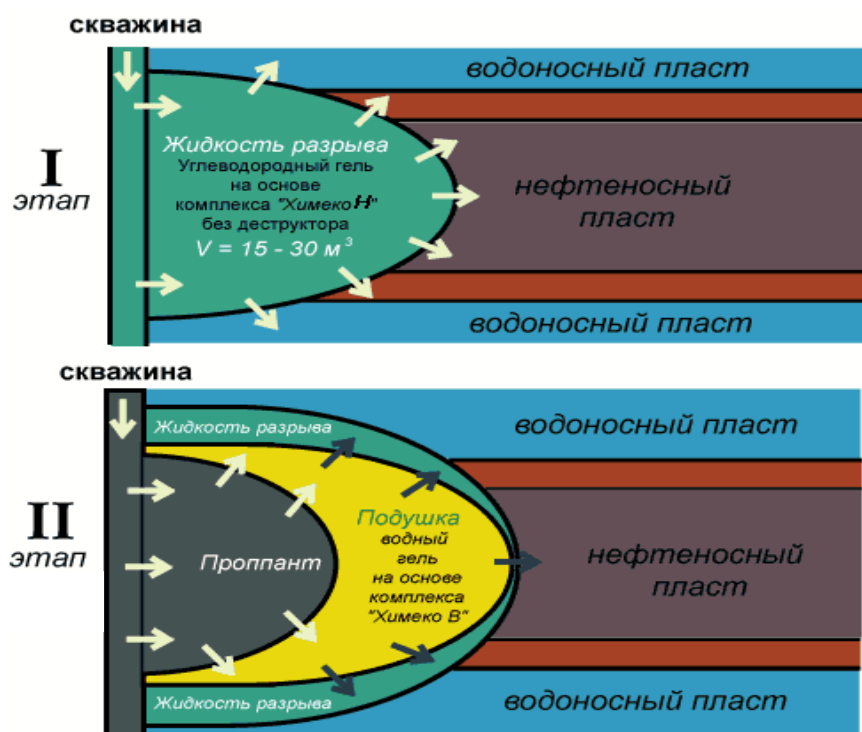


Рисунок Е.4.8 - Схема проведения процесса пропантного ГРП с ИВП по технологии РГУ нефти и газа.

Остановимся подробнее на механизме действия водоизолирующего агента. Углеводородный гель представляет собой дизельное топливо, загущенное реагентами комплексов гелирующих «Химеко-Т» либо «Химеко-Н».

В состав комплекса гелирующего «Химеко-Т» входят:

- гелеобразователь «Химеко-Т» - является смесью органических ортофосфорных эфиров;

- активатор «Химеко-Т» - представляет собой углеводородный раствор органических соединений алюминия.

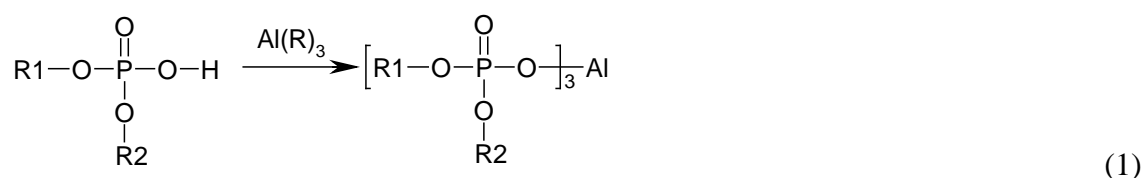
Состав комплекса гелирующего «Химеко-Н» включает в себя:

- гелеобразователь «Химеко-Н» - является смесью органических эфиров ортофосфорной кислоты и высокомолекулярных спиртов;

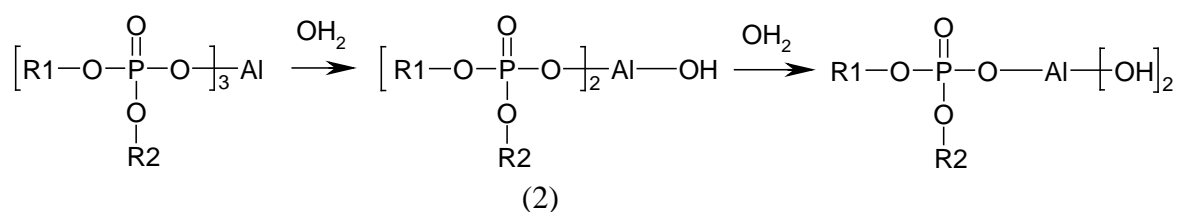
- активатор «Химеко-Н» - представляет собой мицеллярный раствор соединений трехвалентного железа.

В таких углеводородных системах, вязкие структурированные гели образуются благодаря комплексным соединениям - алюминиевых (или железных, в зависимости от выбранного реагента) солей органических ортофосфорных эфиров.

Если рассматривать образование солей органических ортофосфорных эфиров на примере комплекса гелирующего «Химеко-Т», то видно, то при взаимодействии гелеобразователя и активатора «Химеко-Т» в углеводородной среде образуются тризамещенные соли алюминия и эфира ортофосфорной кислоты (реакция 1).



Впоследствии, образовавшиеся алкилфосфаты алюминия, встречаясь с водой, вступают с ней в реакцию (гидролизуются) с образованием липкого осадка гидроксифосфатов алюминия (селективного изолирующего агента) по реакции 2.



Полученные гидроксифосфаты алюминия обладают высокой адгезией к породе и являются маслорастворимыми ПАВ - не растворяются в воде и солевых растворах, однако растворяются в нефти и нефтепродуктах.

В свою очередь, углеводородный гель на основе комплекса гелирующего «Химеко-Н» в результате взаимодействия с водой образует помимо нерастворимых в воде основных солей - гидроксифосфатов железа, - устойчивую обратную эмульсию, что способствует дополнительному снижению проницаемости при фильтрации воды [13].

Углеводородные гели, полученные с применением комплексов гелирующих «Химеко-Т» и «Химеко-Н», закачиваются без деструктора, но после проведения ГРП, снижают свою



вязкость при контакте с углеводородами за счет разбавления и снижения концентрации гелеобразующих веществ.

Водоизолирующие свойства углеводородных гелей исследовались на фильтрационной установке НР-CFS в лаборатории экспериментального центра физического моделирования перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов НОЦ «Промысловая химия». В экспериментах использовались водонасыщенные насыпные модели пласта с набивкой фракцией кварцевого песка заданного времени помола.

Длина каждой модели составляла 48,7 см.

Площадь поперечного сечения - 7,5 см<sup>2</sup>.

Температура экспериментов - 80°С.

В фильтрационном эксперименте применялась модель пластовой воды хлоркальциевого типа, с суммарным содержанием катионов Ca<sup>2+</sup> и Mg<sup>2+</sup> 1000 мг/л.

В таблице Е.4.7 представлены результаты фильтрационных экспериментов по изучению тампонирующих и селективных свойств углеводородных гелей[14].

Таблица Е.4.7 - Результаты фильтрационных экспериментов тампонирующих и селективных свойств углеводородных гелей

№ п/п	Этапы эксперимента	Объем фильтрации	Проницаемость по фильтруемой жидкости, мкм <sup>2</sup>	
			Углеводородный гель «Химеко-Т»*	Углеводородный гель «Химеко-Н»**
1.	Фильтрация воды плотностью 1012 кг/м <sup>3</sup> с постоянным расходом и определение проницаемости по ней	До стабилизации перепада давления	2,331	3,106
2.	Закачка углеводородного геля в прямом направлении	1 поровый объем	Не определялась	
3.	Фильтрация воды плотностью 1012 кг/м <sup>3</sup> в обратном направлении с постоянным расходом и определение конечной проницаемости по ней	До стабилизации перепада давления	0,018	0,038
4.	Закачка дизельного топлива в обратном направлении и определение конечной проницаемости по нему	До стабилизации перепада давления	0,535	1,295

\* Углеводородный гель содержит 0,9 % Гелеобразователя и 0,3% Активатора «Химеко-Т»

\*\* Углеводородный гель содержит 1,2 % Гелеобразователя и 1,4% Активатора «Химеко-Н»

Как уже упоминалось ранее, в качестве жидкости-песконосителя для данной технологии выступает гель на полисахаридной основе с применением химических реагентов, разработанных в НОЦ «Промысловая химия». Рецептуры полисахаридной жидкости подбираются исходя из геолого-физических характеристик пласта, особенностей комплектации флота ГРП, требований и пожеланий заказчиков.

Линейка комплекса гелирующего на полисахаридной основе представлена различными реагентами:

- Гелеобразователи на основе полисахарида гуарового класса - сухой Гелеобразователь ГПГ-1 и «жидкий» суспендированный в углеводородной среде Гелеобразователь ГПГ-слорри позволяют готовить раствор полисахарида (линейный гель) как предварительным гелированием в емкостях, так и «в потоке» с применением гидратационной установки.
- Боратные сшиватели БС-1 и БС-2 позволяют получать сшитый полисахаридный гель в условиях пластовых температур от 20 до 120°C, причем время образования сшитой структуры зависит от применяемого реагента, и может варьироваться в интервале от 5 до 300 секунд.
- Деструкторы окислительного и кислотного действия - Деструктор ХВ, Деструктор капсулированный, Активатор деструкции.
- Добавки в жидкость разрыва - ПАВ-Регулятор деструкции, биоцид «Биолан», термостабилизатор полисахаридных гелей ТС-1.

Подробнее о реагентах для получения полисахаридной жидкости ГРП, разработанных в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, рассказывается в статьях [15,16].

В условиях нефтяного месторождения Республики Казахстан были проведены пробные операции ГРП с ИВП. Объектами обработки были выбраны скважины со средней добычей нефти 2,1 т/сут и обводненностью 92,3%. Все технологические операции прошли успешно, планируемый объем проппанта был размещен в трещине. График одной из проведенных технологических операций представлен на рисунке Е.4.9.

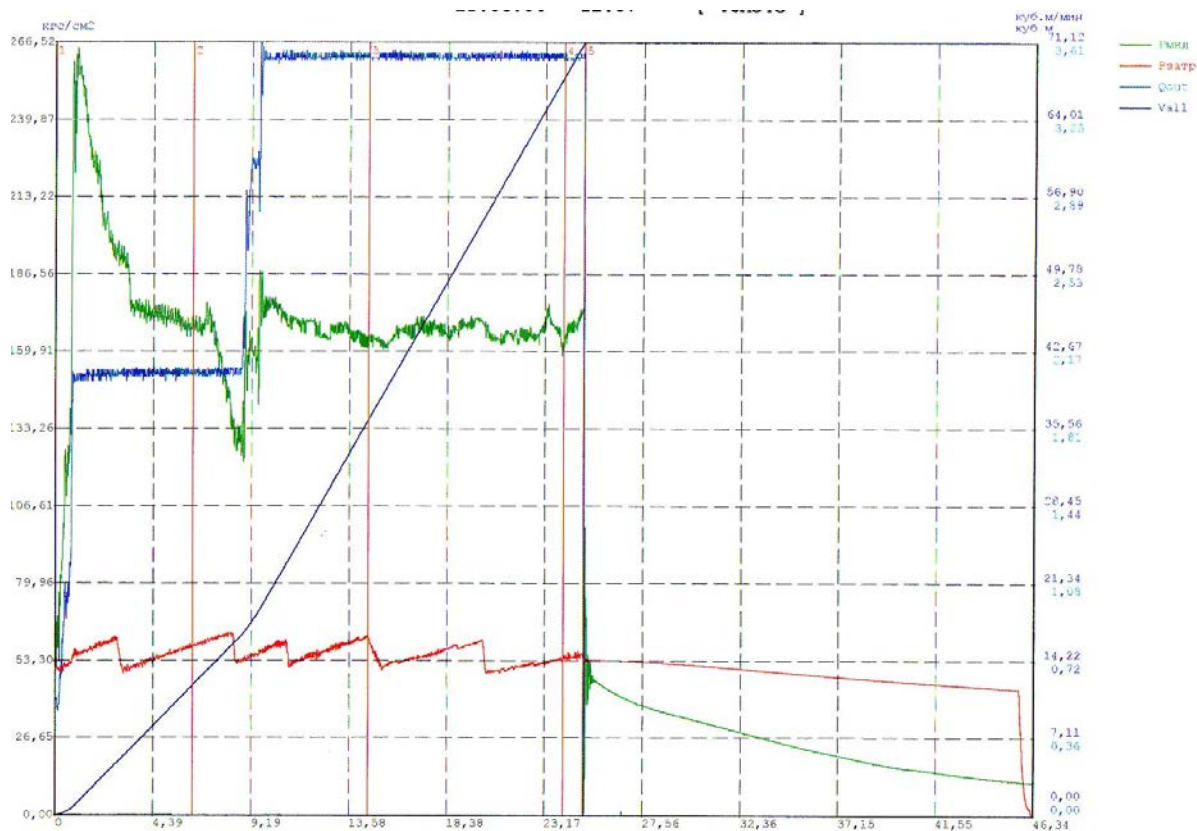


Рисунок Е.4.9 – График проведения процесса ГРП с ИВП. Объем закаченного пропанта 10,0 т, средняя концентрация пропанта 350 кг/м<sup>3</sup> смеси.

В 3 скважинах из 10 обводненность снизилась на 15- 20% при увеличении добычи нефти более, чем в 3 раза. В целом, после проведения работ средняя добыча нефти увеличилась в 2,5 раза, при этом обводненность не увеличилась ни в одной скважине.

Углеводородный гель на основе комплекса гелирующего «Химеко-Н» нашел применение при проведении кислотных ГРП (КГРП) с изоляцией водопритока [17].

Особенностью геля, полученного на основе комплекса гелирующего «Химеко-Н» и товарной нефти, является получение высоковязкого эмульсионного осадка при его контакте с кислотой. Причем, чем выше концентрация кислоты, тем получается более плотный осадок АСВ, создающий сопротивление для воды. Однако наличие в составе солей алкилфосфорных эфиров, которые являются углеводородорастворимыми катионными ПАВ, происходит быстрое растворение полученного осадка в нефти, чем и характеризуется селективность предлагаемого состава.

Данный процесс был применен более, чем на 30 скважинах с повышенной обводненностью РУП ПО «Белоруснефть», при проведении КГРП при кратном увеличении добычи нефти успешность процесса по снижению обводненности составила около 70%.

## Заключение

Невзирая на недостатки, присущие каждой из перечисленных технологий, можно сказать, что этим технологиям принадлежит будущее, и они станут следующим значительным шагом к увеличению и оптимизации добычи нефти в мире.

## Литература к п. 3:

1. Reinhard Pongratz, Igor Konstantinovich Kuvshinov, Konstantin E. Latkin. Evolution of Hydraulic Fracturing in Russia. SPE-11487.
2. Jason David Baihly, Isaac Aviles, Joshua Johnson, George Melenzyer. Sleeve Activation Sleeve Activation in Open-hole Fracturing Systems: A Ball Selection Study. SPE-162657.
3. Ryan Joseph Lewis, David John Hodges, Robert Crawford, Ankur Desai, Alex Winn. Advanced Drillable Aluminum Plug Technology Solves Operational Concerns: Pinedale, Wyoming. SPE-130511.
4. Michael McKown, Joe DeGeare, Tim willems. Resettable Frac Isolation on Coiled-Tubing + Grip/Shift Sleeves (<http://www.icota.com/2013ITA/Entries/NCS/NCS%20Energy%20Services.pdf>).
4. Burst Port System ([http://www.trican.us/pdf/services\\_technology/Brochures/Trican%20BPS.pdf](http://www.trican.us/pdf/services_technology/Brochures/Trican%20BPS.pdf)).
6. Matthew Robert Gillard, Oleg O. Medvedev, Paul R. Hosein , Anatoly Medvedev, Fabio Peñacorada. A New Approach to Generating Fracture Conductivity. SPE-135034.
7. Eric Hughson Tudor, Grant Walter Nevison, Sean Allen, Blaine Pike. 100% Gelled LPG Fracturing Process: An Alternative to Conventional Water-Based Fracturing Techniques. SPE-124495.
8. [http://www.slb.com/~media/Files/stimulation/case\\_studies/mangrove\\_china\\_cs.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/stimulation/case_studies/mangrove_china_cs.pdf).
9. Charles-Edouard Cohen, Sumant Kamat, Tarik Itibrout, Hitoshi Onda, Xiaowei Weng, Olga Kresse. A Parametric Study on Completion Design in Shale Reservoirs Based on Fracturing-to-Production Simulations. IPTC 17462.
10. «Гидроразрыв в Западносибирском формате». Макиенко В.В.; Валиуллин А.С., (ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»); Самойлова И.А., (филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в Тюмени. Нефтесервис, № 04, 2002 г.
11. «Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидравлического разрыва пласта». Л.А. Магадова, М.А. Силин, В.Н. Глущенко. Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012 г.
12. Oil&Gas Eurasia. Новые технологии. №10 октябрь 2008 г. С. 10-12.
13. Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта. Магадова Л. А. диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук, Москва 2007 г.
14. Патент РФ №2256787 Способ гидравлического разрыва пласта в сочетании с изоляцией водопритоков в добывающих скважинах с применением гелеоб-разующих жидкостей на углеводородной и водной основах/ Магадова Л А , Магадов Р С, Силин М А , Гаевой Е Г, Рудь М И, Губанов В Б, Магадов В Р , Баженов С Л, Трофимова М В //20 07 2005, Бюл №20.
15. Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта. Магадова Л.А., Силин М.А., Малкин Д.Н., Гаевой Е.Г., Мариненко В.Н., Магадов В.Р. Территория Нефтегаз, №11 2011 г., с. 48-51.
16. Новые реагенты для гидравлического разрыва пласта Магадова Л.А., Силин М.А. Малкин Д.Н. Цыганков В.А. Савастеев В.Г. Время колтюбинга, №44 2013 г. с.64-69.
17. SPE 117366. Л.А. Магадова, М.А. Силин, В.Б. Губанов, В.Р. Магадов, Н.А. Демяненко. Солянокислотный разрыв в сочетании с изоляцией водопритоков.

#### **Е.4.4 Обзор новых технологий кислотных обработок**

Кислотные обработки (матричные) – это старейший метод интенсификации добычи нефти и газа. Первая матричная обработка была проведена вблизи города Лима штат Огайо (США) в 1895 г. [1].

Сферу разработок в области кислотных обработок можно условно поделить на несколько областей: обработки терригенных и карбонатных коллекторов, эффективное распределение кислоты между зонами с различной проницаемостью и замедление скорости реакции кислоты с породой в высокотемпературных и низкопроницаемых коллекторах.

В настоящее время интерес к кислотным обработкам, как к методу интенсификации добычи, достаточно высок, т.к. при сравнении, например, с гидравлическим разрывом пласта, обработка матрицы обходится заказчику в 3-4 раза дешевле.

##### **Е.4.4.1 Высокотемпературные обработки матрицы пласта составами на основе ГЛДА**

Текущая обстановка добычи запасов нефти и газа все больше и больше сдвигает операционную деятельность нефтяных компаний в сторону разработки высокотемпературных, в частности, карбонатных коллекторов. Соответственно, стандартные обработки при помощи соляной кислоты не могут удовлетворять предъявляемым технологическим требованиям. Даже обработки более слабыми муравьиной и уксусной кислотами не дают желаемых результатов в связи с высокой реакционной активностью и низкой проникающей способностью кислоты в жестких пластовых условиях. Таким образом, была разработана и успешно апробирована полевыми испытаниями новая технологическая жидкость на основе производных глутаминовой кислоты (ГЛДА) [2].

Эти глутаминовые кислоты обладают высокой термической стабильностью (до 200°C) и низкой коррозионной активностью. В то же время они являются эффективными жидкостями для интенсификации добычи, не загрязняющими окружающую среду.

Матричные обработки с использованием глутаминовых кислот проводятся как в терригенных, так и карбонатных коллекторах. Особенно подобные обработки актуальны в пластах с чувствительными к сильным кислотам глинами, например, хлоритом.

Поскольку глутаминовые кислоты помимо растворяющей способности обладают низкой коррозией, низкой тенденцией к образованию эмульсий и способностью комплексовать ионы различных металлов, большинство добавок (ингибитор коррозии, стабилизаторы

железа, антишламовые агенты, деэмульгаторы), применяемых при стандартных кислотных обработках, в данном случае не требуются. Комплексирующая способность ГЛДА является очень выигрышным преимуществом над другими кислотными системами при применении ее в терригенных пластах, где риск выпадения нерастворимых вторичных осадков очень велик.

Глутаминовые кислоты могут закачиваться в одну стадию в качестве основной жидкости матричной обработки.

#### **Е.4.4.2 Отклонение кислоты в карбонатных трещиноватых коллекторах**

Кислотная обработка карбонатных пластов с использованием технологических жидкостей на основе соляной кислоты была основным подходом к повышению дебитов добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Однако на протяжении долгого времени основной проблемой оставалась достижение полного покрытия обработкой неоднородных по проницаемости пластов. Данная проблема усугубляется, когда речь идет о коллекторах с природной трещиноватостью, характеризующихся особенно высоким контрастом по показателям пористости и проницаемости, по сравнению с обычными зонами.

В процессе матричной обработки жидкости свойственно проникать в участки пласта с меньшим встречным сопротивлением, т.е. с большей пористостью и проницаемостью. Таким образом, вся кислота или большая ее часть уходит в зоны природной трещиноватости, оставляя все остальные зоны необработанными или недообработанными. Данный факт обуславливает снижение потенциала скважины и негативно сказывается на ее дальнейшей работе.

Для решения проблемы выравнивания проникающей способности кислоты во все зоны пласта была разработана новая самоотклоняющаяся система, включающая в себя механический отклонитель в совокупности с вязкоупругим поверхностноактивным веществом (ВУ ПАВ) [3]. Такая система является логичным продолжением линейки химических реагентов на основе вязкоупругих ПАВ, которые, в свою очередь, могут с успехом применяться как компоненты самоотклоняющихся кислот в поровых неоднородных по проницаемости коллекторах, но не обладающие достаточным потенциалом для работы в зонах высокой проницаемости, т.е. в трещиноватых зонах.

Принцип работы такой системы основан на совместном закупоривающем действии специальных волокон, представляющих собой сополимеры молочной кислоты, и вязкоупругих ПАВ, значительно повышающих вязкость раствора кислоты, при взаимодействии этой кислоты с карбонатной породой коллектора. Таким образом, происходит одновременно механическое и химически-активируемое блокирование природных трещин.

С течением времени, по мере выработки кислоты и повышения рН системы, ВУ ПАВ снижает вязкость кислотного раствора. Одновременно с этим сополимеры молочной кислоты также начинают деградировать, постепенно снимая механическую блокаду. Дополнительная очистка природных трещин и коллектора достигается за счет воздействия углеводов пласта, деструктивно воздействующих на ВУ ПАВ системы, и повышенной температуры, ускоряющей разрушение волокон.

Кислотные обработки с применением подобных систем представляют собой циклическую последовательную закачку стадий чистой кислоты и стадий кислоты с добавками смеси волокон и вязкоупругих поверхностно-активных веществ.

#### **Е.4.4.3 Отклонение кислоты в водонасыщенных коллекторах при помощи ВУ ПАВ**

Помимо вышеперечисленных проблем, связанных с неоднородностью по проницаемости, пористости и загрязнению продуктивных зон, очень сложно добиться равномерной обработки всех этих зон. Проблема усугубляется, когда в продуктивном пласте встречается пропласток с высокой водонасыщенностью. В такой ситуации не столько стоит волноваться о неравномерности обработки зон продуктивного пласта, сколько о почти полном расходовании кислоты в водяном пропласте, поскольку кислоте легче проникнуть в водонасыщенные зоны, чем в нефтенасыщенные. Таким образом подобная проблема может привести к сильному повышению обводненности скважинной продукции или повысить затраты на подъем и утилизацию этой воды с забоя скважины.

Существует множество технологий механического и химического отклонения кислоты, однако, решение проблемы водоизоляции и кислотной обработки за одну операцию – является нетривиальной задачей. Новая технология включает использование специальных бетаиновых вязкоупругих ПАВ, позволяющих блокировать водные зоны и оставлять обводненность почти на нулевом уровне [4].

Рассматриваемый агент придает раствору свойства бингамовской жидкости, позволяющие как раз и создавать отклоняющий барьер.

Технология обработки при помощи таких ассоциированных полимеров следующая: на поверхности раствор поверхностно-активного вещества циркулируется центробежным насосом, при этом превышает критическое значение по напряжению сдвига для этой жидкости, поддерживая ее в текучем состоянии. В этом же текучем состоянии производится закачка системы в пласт. После размещения жидкости в пласте насосы останавливаются, и делается

технический отстой для того, чтобы дать возможность полимерному раствору в покое набрать высокую вязкость. Затем производится закачка основной кислоты. Полимер без проблем размещается в зонах, где находится вода, однако он очень чувствителен к углеводородам и быстро разрушается в соответствующих зонах, позволяя таким образом отклонять кислоту от водных зон и не блокировать нефтенасыщенные участки.

#### **Е.4.4.4 Отклонение кислоты в водонасыщенных коллекторах при помощи модификатора относительной проницаемости**

Модификатор относительной проницаемости (МОП) позволяет эффективно проводить кислотные обработки в терригенных коллекторах с большим содержанием несвязанной воды, повышая дебит по нефти и снижая процент добываемой воды [5].

Принцип действия МОП заключается в адсорбции в поровом пространстве породы и создании заграждающего эффекта для движения воды. Адсорбция полимера снижает эффективную проницаемость по воде и по кислотным технологическим жидкостям, не изменяя при этом эффективную проницаемость по нефти. При обработках матрицы пласта кислотой подобный эффект позволяет отклонять кислоту в необработанные нефтенасыщенные интервалы. В результате такой обработки, после освоения скважины эффект определяется по увеличению дебита нефти и снижению обводненности.

Ионная природа МОП усиливает его адсорбционные свойства и минимизирует десорбцию при работе скважины, пролонгируя эффект от такой обработки.

Подобные технологии доказали свою эффективность в пластах с температурами выше 150°C и проницаемостями от 0,050 до 2 мкм<sup>2</sup>.

#### **Заключение**

Потенциал развития новых технологий кислотных обработок достаточно велик в связи с химическим уклоном технологий, что выгодно отличает данный вид работ по интенсификации добычи от гидравлического разрыва пласта, завязанного на модернизации более сложной механической составляющей процесса, или же на одновременном улучшении как химической, так и механической составляющих процесса, что является гораздо более сложной задачей.



#### **Литература к п.4:**

1. Leonard Kalfayan. Production Enhancement with Acid Stimulation, 2nd Edition. – 2008.
2. Hisham A. Nasr-El-Din. HT Stimulation Fluid Based On GLDA Meets Productivity, Environmental Need. JPT. 2238-technology-update-7.
3. Cohen, Charles Edouard, Philippe Michel Jacques, Timothy Michael, Lecerf Bruno H., Pavlova Svetlana, Voropaev Sergei V., Mchaweh Abdulsalam. Understanding Diversion with a Novel Fiber-Laden Acid System for Matrix Acidizing of Carbonate Formations. IPTC-13553.
4. Tarek Shaheen, Mohd Izat Ali, Fahmi Alawad, Hassen Ben Ghazi. First Matrix Stimulation Of Producer Wells In Sudan Delivers Outstanding Results. SPE-133337.
5. Methods of reducing water permeability for acidizing a subterranean formation. US 7182136 B2.

#### **Е.4.5 Осложнения при добыче и подготовке нефти и методы предотвращения или способы борьбы с ними. Обзор новых технологий**

Проблемы, связанные с химическим составом добываемой нефти, возникают в результате химических и физических изменений скважинных флюидов, по мере их транспортировки из пласта-коллектора через систему переработки. Скважинные флюиды могут состоять из смеси жидких углеводородов (нефть или конденсат), газообразных углеводородов (попутный газ) и пластовой воды. Поскольку флюиды будут подвергаться значительному перепаду давления, изменению температурного режима и значительному перемешиванию, то будут иметь место прогнозируемые, а иногда непрогнозируемые изменения их состояния, которые оказывают влияние на эффективность всего процесса добычи и подготовки.

В целом проблемы химического состава добываемой нефти бывают четырех типов:

- Проблемы, вызванные засорением. Это могут быть нежелательные отложения веществ в системе, к которым относятся соли, продукты коррозии, парафины, асфальтены, нафтенаты, СВБ и газовые гидраты.

- Проблемы, вызванные физическими свойствами флюида. В качестве примеров можно назвать вспенивание, образование эмульсии и увеличение вязкости.

- Проблемы, которые влияют на конструкционную целостность (герметичность) установок. Эти проблемы главным образом вызваны коррозией.

- Экологические или экономические проблемы. Сброс нефтезагрязненной воды может причинить ущерб окружающей среде, а наличие сернистых соединений, таких как сероводород ( $H_2S$ ), приводит к нежелательным последствиям экологического и экономического характера.

Решение этих проблем может быть достигнуто применением нехимических технологий и использованием правильно подобранных химических реагентов. Среди множества доступных нехимических технологий наиболее часто применяются следующие:

- Изоляция (удержание тепла для замедления парафинизации или образования газовых гидратов).

- Нагрев сборного трубопровода (предотвращение и устранение последствий образования парафинов и газовых гидратов).

- Нагрев в сепараторе (разрушение эмульсий).

- Понижение давления (устранение последствий образования газовых гидратов).

- Поддержание высокого давления (замедление флокуляции асфальтенов, отложения углекислых солей, нафтенатов).

- Использование коррозионно-стойких материалов и покрытий (сведение коррозии к минимуму).

- Увеличение скорости потока/турбулентности (минимизация образования асфальтенов, парафинов, биопленок).

- Понижение скорости потока (минимизация вспенивания, образования эмульсии).

- Увеличение размера сепаратора (улучшение разделения нефти и воды).

- Использование электрических полей (увеличение коагуляции капелек воды в водонефтяной эмульсии).

- Центрифугирование (разделение водонефтяной эмульсии).

- Мембраны и фильтры тонкой очистки (удаление мелких частиц, коллоидальных частиц и удельных ионов).

- Внутренняя очистка трубопроводов скребками (предотвращение накопления твердых частиц в трубах).

- Скребки (удаление отложений, особенно забойных).

- Фрезерование или бурение/проработка ствола (удаление солеотложений в забое).

- Применение вакуума (удаление газов из воды).

- Сетчатые фильтры и пробки (для изоляции или перекрытия водоносных горизонтов).

- Сетчатые фильтры и гравийные набивки (для контроля попадания песка).

Однако, в большинстве случаев, решение проблем, возникающих при добыче нефти, не может быть достигнуто без применения химических технологий.

Качественная проектировка установок и правильный выбор материалов может в значительной степени уменьшить проблемы химического состава добываемой нефти на более позднем сроке эксплуатации месторождения. К сожалению, добыча нефти характеризуется колебаниями объемов добычи и непрогнозируемыми изменениями природы добываемых флюидов. По этой причине важно, чтобы специалист в области нефтепромысловой химии имел доступ к широкому ряду химических реагентов для устранения этих проблем, которые в противном случае оставались бы не до конца решенными. Современные методы добычи, необходимость улучшения качества нефтей и различные ограничения, связанные с охраной окружающей среды – все эти обстоятельства требуют применения химических технологий.

Таким образом, в нефтедобывающей промышленности химические реагенты требуются для преодоления или сведения к минимуму влияния вышеперечисленных проблем химического состава добываемой нефти. В общих чертах классификация таких веществ выглядит следующим образом:

- Ингибиторы солеотложений, образования газовых гидратов, АСПО и т.д., для сведения к минимуму засорения и растворители для удаления отложений.

- Вспомогательные средства для улучшения отделения газа от жидкостей.

- Ингибиторы коррозии для улучшения целостности системы (сведение к минимуму прорыва нефтепромысловых трубопроводов).

- Химические вещества, добавляемые для других целей, в том числе для соответствия природоохранному законодательству.

Многие проблемы изменения химического состава добываемой нефти связаны с так называемым обеспечением бесперебойного режима подачи потока. Этот термин обозначает проблемы, относящиеся к поддержанию бесперебойности и объема потока добываемых флюидов от скважины к перерабатывающим установкам. К химическим проблемам обеспечения бесперебойного режима поддержания потока обычно относятся проблемы отложения в сборных трубопроводах твердых частиц (засорение), таких как парафины, асфальтены, соли, нафтены и газовые гидраты. Существуют две основные стратегии предотвращения таких отложений: либо с применением диспергентов, которые допускают образование твердых частиц, но рассеивают их в скважинной продукции без осаждения, либо предупреждением образования твердых частиц с использованием ингибитора.

Проблемы химического состава добываемой нефти находятся в компетенции оператора месторождения. Во многих нефтедобывающих регионах компания, ответственная за нефтепромысловые реагенты, наделена полномочиями для оптимизации и проведения химической обработки. Стратегия должна включать в себя всеобъемлющую программу химической обработки в течение всего процесса добычи, в том числе правильный выбор реагентов и их дозировку, их совместимость, определение точек дозирования, требования в процессе срока эксплуатации месторождения и т.д. Специалист в области нефтепромысловой химии должен не забывать и об используемых нехимических технологиях и их влиянии на добавление химических реагентов. Дозировки нефтепромысловых реагентов, полученные в лабораторных условиях, часто сильно отличаются от дозировок, требуемых в реальных условиях месторождения. По этой причине достаточно трудно спрогнозировать оптимальную дозировку на месторождении. Проблемы нефтепромысловой химии (химического состава добываемой нефти) необходимо определять на этапе разработки месторождения. Для выработки наилучших решений оператору месторождения следует делать это в сотрудничестве с обслуживающими компаниями. Это особенно касается шельфовых месторождений, на которых затраты на капитальный ремонт будут высоки.

#### Е.4.5.1 Факторы, влияющие на выбор нефтепромысловых реагентов

На выбор нефтепромысловых реагентов влияет ряд факторов. К ним относятся:

- производительность;
- эффективность;
- цена;
- стойкость (химический состав нефтепромысловых реагентов должен оставаться стабильным на весь срок во время транспортировки и хранения перед закачкой);
- безопасность при транспортировке и складировании;
- ограничения, налагаемые требованиями к охране окружающей среды (содержание хлорорганических соединений и легколетучих и токсичных растворителей);
- совместимость.

При использовании нефтепромысловых реагентов возникает целый ряд проблем, которые можно отнести к характеристикам совместимости. Они включают в себя следующие:

- Применение нефтепромыслового реагента станет причиной или ухудшит другие проблемы химического состава добываемой нефти? С другой стороны, будет ли реагент работать синергетически с другими нефтепромысловыми реагентами?
- Совместим ли он со всеми материалами в процессе добычи?
- Не создаст ли он проблемы при переработке?
- Существуют ли проблемы закачки – вязкость, температура помутнения, вспенивание?
- Совместим ли он с другими используемыми одновременно нефтепромысловыми реагентами?
- Влияет ли один нефтепромысловый реагент на рабочие характеристики другого и наоборот?
- Можно ли его нагнетать совместно с другими нефтепромысловыми реагентами?

Относительно первого пункта, существует несколько хорошо известных проблем. Например, некоторые пленкообразующие ингибиторы коррозии могут ухудшать проблемы эмульсии и вспенивания в сепараторах. Применение термодинамических ингибиторов образования гидратов, таких как метанол и гликоли, может усилить отложение солей. Поглотители сероводорода на основе триазина увеличивают рН добываемой воды, что усиливает вероятность отложения углекислых солей. Кислоты, используемые для забойной кислотной обработки для стимулирования притока, могут вызвать осаждение асфальтенов (шламообразование); однако, существуют вспомогательные реагенты, которые можно включать в рецепту-

ру для уменьшения этих нежелательных эффектов. Напротив, четвертичные противоагломератные ингибиторы гидратообразования могут замедлить коррозию, иногда до такой степени, что не требуется введение специального ингибитора коррозии.

Некоторые производители предлагают комбинированные ингибиторы коррозии и солеотложения, преимуществом таких реагентов является необходимость использования только одного резервуара-хранилища, одного насоса и одной линии нагнетания. Некоторые из таких реагентов представляют собой просто смеси совместимых отдельных продуктов, хотя существуют и многофункциональные, однокомпонентные продукты. Противотурбулентные присадки при определенных условиях также улучшают сопротивление коррозии. Все эти примеры будут более подробно рассмотрены далее.

Некоторые нефтепромысловые реагенты, перемещающиеся с нефтяной или газовой фазой, могут создавать проблемы при дальнейшей переработке, например, загрязняя катализаторы на нефтеперерабатывающем предприятии. В качестве примера можно назвать метанол - термодинамический ингибитор образования гидратов. Слишком сильное загрязнение метанолом понижает ценность углеводородов. Оператору необходимо также проверять нефтерастворимые промысловые реагенты, такие как ингибиторы парафинов и асфальтенов и некоторые виды противоагломератных ингибиторов гидратообразования, на отсутствие проблем при дальнейшей переработке, например, засорения в установках крекинга.

#### **Е.4.5.2 Борьба с отложениями солей**

Солеотложения представляют собой отложения умеренно растворимых неорганических солей из их водных растворов [1]. Существует другой тип солеотложений, содержащих ионы металла, в которых анионы являются органическими карбоксилатами или нафтенатами. Солеотложения могут возникать практически на любой поверхности, и после того, как слой соли отложился, он продолжает расти, пока не подвергнется обработке (рис. 4.10) [2]. Солеотложения могут блокировать поровые каналы в околоскваженном пространстве и в самой скважине, тем самым повреждая пласт и приводя к потере продуктивности скважины. Они могут откладываться на оборудовании скважины, таком как погружные центробежные электронасосы или скользящие муфты, приводя к сбоям в их работе. Солеотложения могут образовываться на любом участке эксплуатационного трубопровода, сужая внутренний диаметр и блокируя поток, а, кроме того, солеотложения могут образоваться и в установках первичной переработки. Накапливаясь в добывающих скважинах и нефтесборных коммуникациях (рис. Е.4.10), неорганические соли часто полностью выводят из строя дорогостоящее

оборудование, нарушают режим работы скважин, приводят к трудоемким подземным капитальным ремонтам, а в итоге к значительным потерям в добыче нефти.



Рисунок Е.4.10 – Отложения солей в НКТ и рабочих органах УЭЦН.

Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при добыче нефти штанговыми глубинными насосами и установками электропогружных центробежных насосов. Кристаллические образования неорганических солей на рабочих органах глубинных насосов приводят к повышенному их износу, заклиниванию и слою вала погружного центробежного электронасоса, заклиниванию плунжера ШГН и т.п.

Межремонтный период работы механизированного фонда «солепроявляющих» скважин существенно уменьшается. Кроме того, в результате роста обводненности продукции скважин образуются отложения солей в поверхностном оборудовании, групповых, замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти.

После коррозии и образования газовых гидратов, солеотложения являются, вероятно, третьей по значимости проблемой, связанной с притоком добываемой воды и следует заранее предвидеть все обстоятельства их возникновения, чтобы определить наилучшую стратегию обработки. На некоторых месторождениях борьба с солеотложениями может составлять наибольшую часть эксплуатационных затрат.

Основными путями решения проблемы образования отложения солей являются:

1. Периодическая химическая очистка оборудования путем растворения отложений.
2. Обессоливание воды с помощью ионообменных установок ( $\text{Na}^+$  и  $\text{H}^+$ -катионирование). Существенный недостаток данного способа состоит в наличии больших количеств высокоминерализованных сточных вод и большого расхода свежей воды, идущей на отмывку ионитных фильтров.

3. Стабилизационная обработка с помощью ингибиторов солеотложений.

Практически все перечисленные способы успешно реализуются с помощью комплексонов. Ранее в качестве ингибиторов солеотложений применяли в основном неорганические полифосфаты.

Из вышеизложенного следует, что применение методов химической очистки не удовлетворяет всем требованиям, предъявляемым к химическим реагентам, а именно: остановка оборудования, износ металла, невозможность эффективной очистки и т.д. Следовательно, для более эффективного использования оборудования необходимо применять методы, предотвращающие образование отложения солей.

Таким способом является ингибирование солей в потоке жидкости. Например, был предложен способ борьбы с отложениями с помощью комплексонов, содержащих фосфонатные группировки -  $\text{PO}(\text{OH})_2$  и комплексонатов, производных от комплексонов. Данный химический метод основан на образовании прочных комплексных соединений с кальцием, магнием, железом и некоторыми другими соединениями в результате постоянного ввода в поток жидкости комплексона. При нагревании до определенной температуры эти комплексы остаются в растворенном состоянии и поэтому соединения кальция и магния не откладываются на поверхностях нагрева в виде накипи.

Вследствие того, что катионы кальция остаются в истинном растворе, предотвращается возможность их отложений на оборудовании, из-за изменения термодинамического равновесия в потоке (изменения давления, температуры, скорости потока и т.д.).

### 5.2.1. Типы солеотложений

Наиболее распространенными типами солеотложений в порядке убывания являются:

- Карбонат кальция (кальцит и арагонит).
- Сульфатные соли (серной кислоты) – кальциевые (гипс), стронциевые (целестин) и бариевые (барит).
- Сернистые соли – наиболее распространены соли железа (II), цинка и свинца (II).
- Хлорид натрия (галит).

Иногда на нефтяном месторождении могут иметь место и другие, более экзотические типы солеотложений. К ним относятся карбонат железа (сидерит, главным образом в результате коррозии), фторид кальция (флюорит как побочный продукт фтористоводородного окисления), силикатные соли [1-6], и трона ( $\text{Na}_3\text{H}(\text{CO}_3)_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) [7]. Отложения кремнезема/силиката иногда наблюдаются в процессах нагнетания пара в пласт [8]. К возможным способам борьбы с отложениями кремнезема/силиката в процессах нагнетания пара в пласт



относятся разбавление пресной водой; понижение рН воды; обработка воды восстанавливающими, комплексообразующими и связывающими реагентами; удаление кремнезема из воды умягчающим известкованием; осаждение кремнезема в воде металлами или катионными поверхностно-активными веществами; и, наконец, обработка воды геотермическими ингибиторами/диспергентами отложений кремнезема [1].

#### **Смешанные отложения**

При определенных условиях отложения часто имеют несколько слоев и сложный состав, например, содержат и карбонатные и сульфатные отложения. Они могут быть маслянистые и даже содержать другие отложения, такие как асфальтены или парафины (мягкие отложения), что усложняет восстановительную химическую обработку скважины. Если асфальтены содержат неорганические солеотложения выше предела насыщения, они могут сделать неэффективной работу солерастворителей [1].

#### **Е.4.5.2.2 Нехимические способы борьбы с солеотложениями**

Эффективное предупреждение солеотложений предполагает выбор решений на ранних этапах разработки месторождения и их последующую корректировку в процессе всего срока эксплуатации месторождения. Борьба с солеотложениями необходима главным образом в добываемых сооружениях, но может потребоваться и при нагнетании высокоминерализованной воды и при повторном нагнетании добываемой воды. Иногда перед нагнетанием воды удаляют ионы железа. Существуют 2 основных принципа уменьшения образования солеотложений:

1. Использование ингибиторов солеотложений.
2. Удаление образовавшихся солеотложений физическим или химическим способом:

бом:

- частицы отложений нагнетаются в нагнетательные скважины. Они выступают в роли центров затравки/зародышеобразования для образования солеотложений перед тем как осаждающиеся ионы достигают добывающих скважин, тем самым не допускаются солеотложения в самих этих скважинах [9];

- излучение нерегулярного импульсного высокочастотного электрического сигнала в трубопроводной системе, что приводит к образованию кристаллов отложений в добываемой жидкости, а не на стенках или поверхностях забойного или устьевого оборудования. Элек-

трическое поле не предотвращает осаждение; оно лишь меняет физическое месторасположение выпадения осадений [10];

- применение акустических волн, либо ультразвуковое излучение [11];

- применение специальных покрытий для предупреждения солеотложений [12]. Среди примеров можно назвать эпоксидные смолы, фторполимеры, силиконы и полисилазаны. Однако, если солеотложения начинают образовываться на покрытой поверхности, поверхность может измениться и на ней отложится еще большее количество солеотложений. Гладкие, покрытые поверхности также могут подвергнуться эрозии во время прохождения турбулентного потока, несущего песок и другие частицы, что, по всей видимости, увеличивает вероятность солеотложений;

- применяются магнитные поля, особенно в теплообменниках [13-19]. Однако, при этом имеется много фактов о неэффективности такой защиты.

#### **Е.4.5.2.3. Ингибиторы солеотложений**

Ингибиторы солеотложений представляют собой водорастворимые реагенты, которые предотвращают или замедляют зародышеобразование и/или рост кристаллов неорганических солей.

В целом можно сказать, что полимеры являются хорошими ингибиторами и диспергаторами зародышеобразования. Когда происходит кристаллизация, полимеры адсорбируются только на поверхностях кристаллов и поглощаются кристаллической решеткой, тем самым замедляя рост при испытаниях ниже их пороговых уровней [20,21]. Низкомолекулярные неполимерные ингибиторы, такие как хорошо известные аминофосфонаты, обычно хорошо предотвращают рост кристаллов, блокируя активные центры зародышеобразования, но при испытании ниже их пороговых уровней, они с меньшей вероятностью предотвращают зародышеобразование.

Исследования показали, что для полного торможения необходимо покрыть полимерными ингибиторами лишь 3-5% поверхности кристалла карбонатных или сульфатных отложений [22]. Для низкомолекулярных аминофосфатных ингибиторов отложений барита для торможения зародышеобразования необходимо покрытие 16% [23].

Стоит отметить, что аминофосфонаты оказываются плохими ингибиторами сульфатных отложений при очень низком содержании ионов кальция.

Прежде всего, следует отметить, что большая часть солеотложений нефтяного месторождения, таких как карбонаты и сульфаты, состоят из двухвалентных анионов, а именно

$\text{CO}_3^{2-}$  и  $\text{SO}_4^{2-}$  с двухвалентными катионами металлов. Что касается докритического торможения ядра или торможения роста кристалла, то, чтобы связаться с частицей солеотложения, ингибитор солеотложения должен взаимодействовать либо с анионами, либо с катионами добываемой воды. Обычно для крепкого удержания ингибитора на поверхности нужно несколько таких взаимодействий, поэтому необходимы молекулы с несколькими аналогичными функциональными группами и качественное распределение этих групп, чтобы они взаимодействовали с ионами решетки на поверхности кристалла.

Для качественного связывания с анионами требуются противоположно заряженные катионы. Единственный легкий способ соединения несколько катионов в молекулу - посредством четвертичных аммониевых, фосфониевых или сульфониевых групп. Однако, поличетвертичные аммониевые соли, такие как хлорид полидиаллилдиметиламмония и хлорид поли(акриламидопропил)триметиламмония, являются плохими ингибиторами солеотложений, возможно, по причине несоответствия размеров четвертичных групп и катионов, таких как кальций, в решетке солеотложений.

Существуют несколько анионных групп, присоединенных к органической молекуле, которые могут хорошо взаимодействовать с катионами группы II на поверхности кристалла солеотложений. Наиболее важными из этих групп являются:

- фосфат-ионы ( $-\text{OPO}_3\text{H}^-$ );
- фосфонат-ионы ( $-\text{PO}_3\text{H}^-$ );
- фосфинат-ионы ( $-\text{PO}_2\text{H}^-$ );
- карбоксилат-ионы ( $-\text{COO}^-$ );
- сульфонат-ионы ( $-\text{SO}_3^-$ ).

Таким образом, молекулы, предпочтительно с двумя или более такими ионами, или смесями этих ионов, встроенные в кристаллическую структуру, могут оказаться высокоэффективными ингибиторами для многих видов нефтепромысловых солеотложений. Молекулы могут быть подготовлены в виде кислоты (например, карбоновая кислота, фосфоновая кислота)

Ниже приведен список наиболее распространенных классов ингибиторов солеотложений, содержащих эти ионы или кислоты:

- полифосфаты;
- эфиры фосфорной кислоты;
- низкомолекулярные, неполимерные фосфонаты и аминфосфонаты;
- полифосфонаты;
- поликарбоксилаты;

- фосфинополимеры и полифосфинаты;
- полисульфонаты;

Следует отметить, что высокой эффективностью обладают ингибиторы, в которых сочетается комбинация фосфатных и карбоксилатных групп.

### **Фосфинополимеры и полифосфинаты**

Самым распространенным фосфинополимером, используемым в нефтедобывающей промышленности, является полифосфинокарбоновая кислота РРСА, в котором содержится единичная фосфиновая группа, присоединенная к двум полиакриловым или полималеиновым цепям. Эти смеси, в особенности олигомеры фосфиникоянтарной кислоты, являются хорошими ингибиторами карбонатных отложений [24]. Присутствие атома фосфора облегчает анализ полимеров РРСА, по сравнению с поликарбоновыми кислотами, и улучшает их рабочие характеристики (особенно для отложений сульфата бария), совместимость с кальцием, адсорбцию на породе, продолжительность действия ингибитора при обработке под давлением [25].

### **Поликарбоксилаты**

Соли поликарбоновых кислот с давних пор, наряду с полифосфатами, используются в качестве ингибиторов солеотложений. Самые распространенные классы поликарбоновых кислот основываются на полиакриловой, полиметилакриловой и полималеиновой кислоте. Для улучшения характеристик замедления солеотложений, к поликарбоксилатам добавляют некоторый процент амидных или гидроксильных групп [26].

### **Полисульфонаты**

Многие промышленные сульфированные полимерные ингибиторы солеотложений имеют основную поливиниловую цепь. Самыми распространенными виниловыми мономерами являются соли винилсульфоновой кислоты, 2-акриламид-2-метилпропансульфоновая кислота (АМPS), аллилокси-2-гидроксипропилсульфоновая кислота и стиролсульфоновая кислота (SSA). Полисульфонаты часто используют в качестве ингибиторов солеотложений при высокотемпературной обработке пласта под давлением по причине их высокой термической стабильности.

#### **Е.4.5.2.4 Методы применения ингибиторов солеотложений**

За последние годы не было отмечено значительного прогресса в разработке высокопроизводительных ингибиторов солеотложений; главным образом наблюдается прогресс в разработке продуктов с улучшенными характеристиками биохимического разложения. Однако, способы применения ингибиторов солеотложений - это та область технологий борьбы с солеотложениями, в которой необходимо добиться наибольшего прорыва. Существует целый ряд способов введения ингибиторов солеотложений в условиях месторождения; при этом можно выделить следующие основные варианты:

- постоянное дозирование;
- обработка под давлением;
- твердые (капсулированные) ингибиторы солеотложений замедленного высвобождения.

Постоянное дозирование ингибитора солеотложений может осуществляться в устьевых или забойных условиях посредством нагнетательных линий. Постоянное дозирование в добываемые воды обычно осуществляется в устьевой арматуре, где также можно закачивать другие нефтепромысловые реагенты, такие как ингибиторы коррозии.

#### **Обработка ингибитором солеотложений с закачиванием в пласт под давлением**

Основная идея закачивания ингибитора солеотложений под давлением заключается в защите забойной части скважины от солеотложений и повреждений с нарушением эксплуатационных свойств пласта. Безусловно, ингибитор будет продолжать работать выше устья скважины, защищая трубопровод от солеотложений, но в верхних строениях может понадобиться дополнительная доза ингибитора солеотложений. При обработке с закачкой в пласт под давлением раствор ингибитора солеотложений нагнетается в скважину под давлением выше давления пласта, под которым раствор ингибитора будет задавливаться в поры породы призабойной зоны пласта [27]. Затем скважина обычно останавливается на несколько часов, чтобы посредством различных механизмов удержать ингибитор в матрице породы. Когда скважина возвращается в эксплуатацию, добываемая вода проходит через поры, в которых удерживается нефтепромысловый реагент, и частично растворяет его. Таким образом, добываемая вода будет содержать достаточное количество ингибитора солеотложений, чтобы предотвращать эти отложения. Когда концентрация ингибитора падает ниже минимальной концентрации ингибитора (МКИ), предотвращающей солеотложения, в скважине необходимо осуществить повторную закачку под давлением. Существуют компьютерные программы моделирования обработки под давлением, которые помогают спроектировать методику обработки с закачиванием ингибитора под давлением [28].

### **Твердофазные (капсулированные) ингибиторы солеотложений**

Технология, при которой при обработке пласта под давлением не используется вода, использует очень мелкие, плакированные частицы, содержащие ингибитор солеотложений. Взвесь этих микроинкапсулированных частиц ингибитора солеотложений в жидкой углеводородной фазе может закачиваться под давлением в пласт и удерживаться в порах, с медленным высвобождением ингибитора солеотложений в добываемую воду при возобновлении эксплуатации скважины [29]. Эта технология с успехом применяется для борьбы с сульфатными отложениями [30].

### **Е.4.5.3 Деэмульгаторы**

Эмульсии являются коллоидными дисперсиями, когда капли одной фазы, диспергированы во второй фазе [31,33].

Эмульсии образуются вследствие турбулентности в насосно-компрессорной колонне и трубопроводе, и, особенно, при прохождении через дроссели, например, в устье скважины. Водонефтяные эмульсии стабилизируются твердыми частицами, смолами (природными поверхностно-активными веществами) и / или молекулами асфальтенов, присутствующими в сырой нефти [34-39]. Смолистые фракции сырой нефти представляют собой большую группу полярных молекул, содержащих атомы S, O, или N. ПАВы, образованные при взаимодействии маслорастворимых карбоновых кислот или нафтеновых кислот с катионами в водной фазе, также выпадают в осадок и стабилизируют эмульсии [40].

#### **Е.4.5.3.1 Методы деэмульгирования**

Гравитационное разделение водной фазы, как правило, при повышенных температурах, в присутствии химических деэмульгаторов является наиболее широко используемой технологией деэмульгирования нефтеводяных эмульсий [41,42]. Также могут быть применены другие методы, такие как электростатическое деэмульгирование, гидроциклоны и центрифугирование. Также предлагаются другие методы, такие как термические импульсные методы и деэмульгирование с помощью ультразвука [43,44]. Термическая обработка эмульсии может помочь разрушить ее двумя способами. Во-первых, нефть при нагревании становится менее вязкой, так что каплям воды проще проникать через нее вниз. Во-вторых, эмульсии, как правило, становятся менее стабильными при более высоких температурах. Если они

достигают так называемой температуры инверсии фаз, они переходят от обратных водонефтяных эмульсий к прямым.

Существуют сведения о микроволновой технологии для обработки труднообрабатываемых эмульсий, особенно слоя смеси диспергированной нефти, воды и твердых частиц [45]. Во время отделения воды и твердых веществ от нефти или битума, слой смеси диспергированной нефти, воды и твердых частиц (или некондиционный нефтепродукт), содержащий значительное количество органического материала, часто образуется между слоем водонефтяной эмульсии и слоем объемной воды. Наличие естественных или добавленных поверхностно-активных веществ сильно влияет на формирование данного слоя, который трудно поддается обработке.

#### **Е.4.5.3.2 Деэмульгаторы (типы, классификация, свойства)**

Деэмульгаторы, как правило, закачивают в технологическое оборудование перед сепаратором. Однако, есть дополнительные преимущества в закачке деэмульгатора на этапе добычи в устье скважины (такая закачка становится все более распространенным явлением), или даже в скважину, если в наличии имеется капиллярная колонна.

Существуют три основных процесса, посредством которых деэмульгаторы «разрушают» эмульсии [46]:

1. Флокуляция: капли воды собираются вместе, как гроздь икринок.
2. Коалесценция: эмульгирующая пленка, стабилизирующая капли воды в эмульсии, разрывается, и капельки воды вырастают до достаточного размера, чтобы осесть в виде отдельной фазы. Крупные капли обладают меньшим поверхностным натяжением, поэтому все, что можно сделать для увеличения размера капель поможет в процессе разделения.
3. Смачивание твердых частиц: Твердые частицы, стабилизирующие эмульсию, диспергируются в углеводородной фазе или смачиваются водой, и удаляются с водой.

Широкий ряд комбинаций флокулирующих деэмульгаторов, коалесцирующих деэмульгаторов и смачивающих агентов вместе с растворителем используется в промышленности.

Сложно классифицировать деэмульгаторы, так как на протяжении многих лет производители разрабатывают все больший ассортимент продукции в попытках повысить эффективность действия деэмульгаторов. Тем не менее, многие деэмульгаторы являются полимерными неионогенными веществами, многие из которых обладают сложными гребенчатыми или разветвленными структурами, с молекулярной массой ( $M_w$ ) примерно 2000-50000. Тем

не менее, могут использоваться анионные и катионные полимеры в зависимости от стабилизирующих эмульсию химических веществ или смачивающих агентов. Наиболее распространенные классы деэмульгаторов представлены в следующем списке:

- полиалкоксилатные блок-сополимеры и производные сложных эфиров;
- оксиалкилированные алкилфенолальдегидные смолы;
- полиоксиалкилен, полиолы или глицидилэфиры;
- полиаминполиалкоксилаты и связанные с ними катионные полимеры (в основном для разрушения водонефтяной эмульсии и промежуточного слоя);
- производные полиуретанов (карбаматов) и полиалкоксилатов;
- гиперразветвленные полимеры;
- виниловые полимеры;
- полисиликоны (также в качестве присадок-деэмульгаторов).

Большинство классов деэмульгаторов является маслорастворимыми и поставляются в виде растворов в углеводородных растворителях. Поскольку водонефтяные эмульсии являются сложными и часто стабилизируются посредством более чем одного механизма, многие промышленные деэмульгаторы представляют собой смеси двух и более классов химических веществ, проявляющих синергетический эффект.

Как можно увидеть из приведенного выше списка деэмульгаторов, многие классы деэмульгаторов содержат полиалкоксилатные цепи. Полиалкоксилаты могут изготавливаться посредством раскрытия кольца этиленоксида (ЕО), пропиленоксида (РО), бутиленоксида (ВО) или тетрагидрофурана (ТНФ) с использованием основания, такого как амин или спирт (Рис. Е.4.11). Преимуществом использования данного химического вещества является то, что можно выбрать большое разнообразие основ, к которым можно привязать полиалкоксилатные цепи, и можно легко варьировать гидрофильно-липофильный баланс молекулы, также как и молекулярную массу [47]. Таким образом, можно изготовить ряд продуктов с использованием одного и того же спиртового или аминного основания с различными боковыми цепями молекул этиленоксида, пропиленоксида и бутиленоксида с различными коэффициентами распределения и межфазной активности. Этиленоксид и пропиленоксид являются на сегодняшний день самыми часто используемыми алкиленоксидами в силу их более низкой стоимости.

Многие из полиалкоксилатных классов деэмульгаторов могут модифицироваться для получения молекул с более высокой молекулярной массой и другим гидрофильно-липофильным балансом. Например, они могут быть сшиты с многофункциональными реагентами, такими как диизоцианаты, дикарбоновые кислоты, бисглицидилэфиры, диметилло-



фенол и триметилфенол. Как доказано, увеличение ветвления при постоянной молекулярной массе повышает производительность деэмульгатора [48].

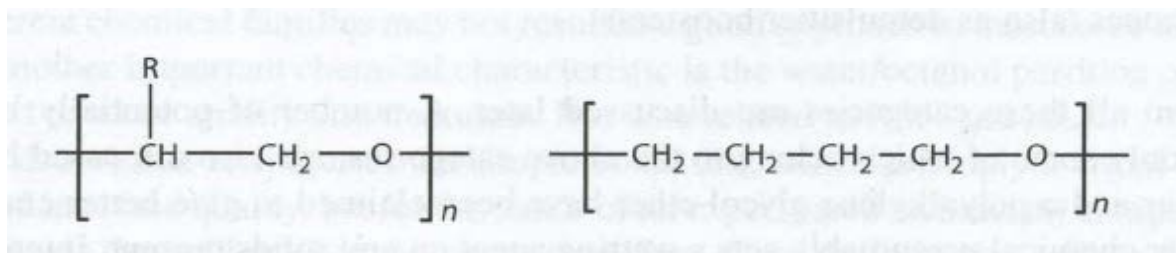


Рисунок Е.4.11 - Структуры полиалкиленоксидов (слева) и политетрагидрофурана (справа). R = H (этиленоксид), R = CH<sub>3</sub> (пропиленоксид), R = Et (бутиленоксид).

### Оксиалкилированные алкилфенолальдегидные смолы

В последнее время, наиболее распространенным классом деэмульгаторов являются оксиалкилированные алкилфенолальдегидные смолы (Рис. Е.4.12). Данный класс используется в течение многих десятилетий из-за своей постоянной высокой эффективности и простоты получения.

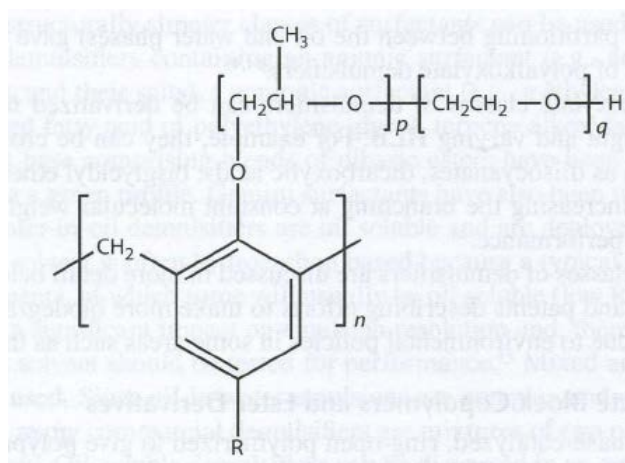


Рисунок Е.4.12 - Оксиалкилированные алкилфенолальдегидные смолы.

Оксиалкилированные алкилфенолальдегидные смолы являются почти полностью маслорастворимыми. Новым веянием в данном направлении является производство более сложных оксиалкилированных алкилфенолальдегидных смол.

Например, бисфенолы, такие как 2,2-бис-4-гидроксифенилпропан могут использоваться для производства более сложных оксиалкилированных алкилфенолальдегидных смол [49]. Либо аминированные бисфенолэпоксидные смолы также могут быть алкоксилированы

для производства деэмульгаторов. Алкоксилаты смол могут быть подвергнуты взаимодействию с этиленкарбонатом с получением ряда деэмульгаторов [50]. Алкоксилированные триакаликсарены, эквиваленты оксиалкилированным алкилфенолальдегидным смолам на основе серы, используются в качестве деэмульгаторов (Рис.Е. 4.13).

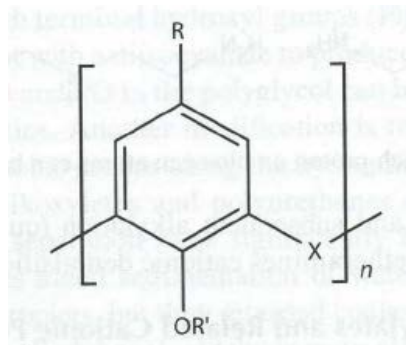


Рисунок Е.4.13 -Триакаликсарены (X = S, SO или SO<sub>2</sub>).

#### ***Полиаминполиалкоксилаты и связанные с ними катионные полимеры***

Примерами полиэтиленаминов являются этилендиамин, диэтилентриамин (ДЕТА), триэтилентетраамин (ТЕТА), и тетраэтиленпентамин (ТЕПА) (Рис. Е.4.14).

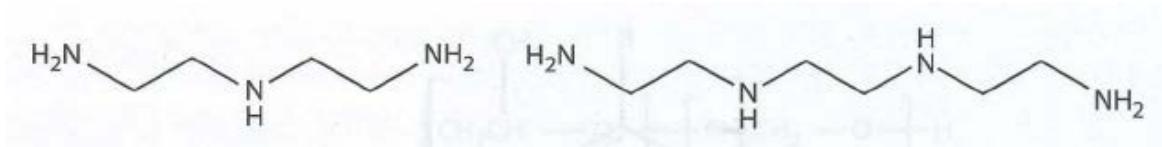


Рисунок Е.4.14 - Диэтилентриамин и триэтилентетраамин. Каждый протон на атоме азота может быть оксиалкилирован.

Продукты, основанные на реакциях раскрытия кольца эпоксилированных эфиров жирных кислот с аминами, диаминами или полиаминами после последующего алкоксилирования, имеют превосходный эффект (высокую деэмульгирующую активность) даже при очень низкой концентрации [51].

#### ***Производные полиуретанов (карбаматов) и полиалкоксилатов***

Полиуретаналкоксилаты являются известным классом деэмульгаторов [52,53]. Они содержат функциональные группы карбамата, и изготавливаются посредством конденсации полиизоцианатов, таких как толуиленизоцианат, и полигликолей или полиалкоксилатов с концевыми гидроксильными группами (Рис. Е.4.15).

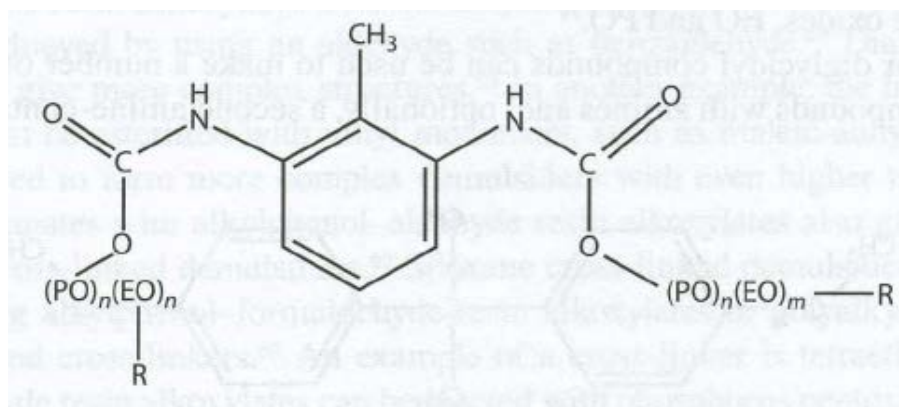


Рисунок Е.4.15 - Структура полиуретаналкоксилата (дикарбамата), полученного из 2,6-толуолдиизоцианата. Также может использоваться 2,4-изомер.

Однако, только недавно установлено, что оксиалкилированные алкилфенолальдегидные смолы и полиуретаны действуют синергически при совместном использовании, значительно увеличивая динамику отстоя (отделения) воды [54].

### Гиперразветвленные полимеры

Существуют сведения о большом разнообразии недендримерных, высоко функциональных, сверхразветвленных полимерах, выступающих в качестве деэмульгаторов, в том числе гиперразветвленных поликарбонатов, гиперразветвленных полиэфиров, гиперразветвленных полиуретанов, гиперразветвленной полиуретан-полимочевины, гиперразветвленной полимочевины, гиперразветвленных полиамидов, гиперразветвленных полиэфираминов и гиперразветвленных полиэфирамидов [55]. Данные продукты функционируют как деэмульгаторы для разрушения как прямых водонефтяных эмульсий, так и обратных [56-58].

### Виниловые полимеры

В качестве деэмульгаторов заявляется большое разнообразие виниловых полимеров. В целом, они содержат как гидрофильные, так и гидрофобные части. Получение этих деэмульгаторов происходит посредством полимеризации виниловых мономеров, таких как метакриловая кислота или малеиновый ангидрид, гидроксиэтилметакрилат, или метиллиловый спирт, которые могут быть впоследствии алкоксилированы этиленоксидами, пропиленоксидами и бутиленоксидами в присутствии основания (щелочи) (Рис. Е.4.16).

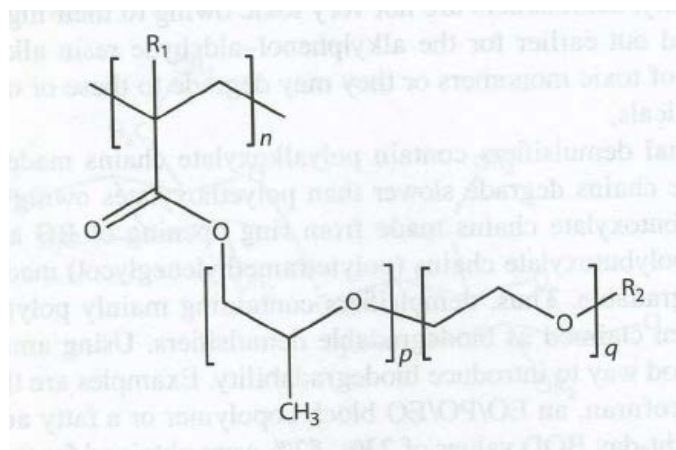


Рисунок Е.4.16 - Полимеры на основе алкилполиалкоксилатметакрилэфира.  $R_1 = H$  или  $CH_3$ ,  $R_2 = H$  или алкил.

Такого рода деэмульгаторы обеспечивают быстрое выпадение воды, низкое остаточное содержание воды, минимальное содержание (либо полное отсутствие промежуточного слоя) и чистую водную фазу [59].

#### Е.4.5.4 Коррозия

Коррозия металлов, разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия их с внешней (коррозионной) средой. В результате коррозии ежегодно теряется от 1 до 1,5% всего металла, накопленного и эксплуатируемого человечеством. Трудно учесть более высокие косвенные потери от простоев и снижения производительности оборудования, подвергшегося коррозии, от нарушения нормального хода технологических процессов, от аварий, обусловленных снижением прочности металлических конструкций, и т. п.

Причина коррозии: термодинамическая неустойчивость системы, состоящей из металла и компонентов окружающей (коррозионной) среды. Мерой термодинамической неустойчивости является свободная энергия, освобождаемая при взаимодействии металла с этими компонентами. Но свободная энергия сама по себе ещё не определяет скорость коррозионного процесса, т. е. величину, наиболее важную для оценки коррозионной стойкости металла. В ряде случаев адсорбционные или фазовые слои (плёнки), возникающие на поверхности металла в результате начавшегося коррозионного процесса, образуют настолько плотный и непроницаемый барьер, что коррозия прекращается или очень сильно тормозится. Поэтому, в условиях эксплуатации, металл, обладающий большим сродством к кислороду, может оказаться не менее, а более стойким.

Коррозионные процессы классифицируют:

а) по виду (геометрическому характеру) коррозионных разрушений на поверхности или в объёме металла;

б) по механизму реакций взаимодействия металла со средой (химическая и электрохимическая коррозия);

в) по типу коррозионной среды;

г) по характеру дополнительных воздействий, которым подвергается металл одновременно с действием коррозионной среды.

Есть много типов коррозии, которые возникают на нефтяных месторождениях, в том числе:

- общая коррозия;
- местная коррозия;
- точечная и щелевая коррозия;
- гальваническая коррозия;
- эрозионная коррозия;
- микробиологическая коррозия (МИС);
- коррозионное растрескивание.

#### **Е.4.5.4.1. Ингибиторы коррозии**

Ингибиторы коррозии могут быть классифицированы следующим образом [60,61]:

- пассивирующие (анодные);
- катодные;
- парофазные или летучие;
- пленкообразующие.

Для защиты нефтяных, газоконденсатных и газодобывающих линий трубопроводов, которые по существу являются анаэробными, в основном используются пленкообразующие ингибиторы коррозии, иногда с синергистами.

На данный момент наиболее эффективными ингибиторами коррозии считаются пленкообразующие.

#### **Е.4.5.4.2 Классы пленкообразующих ингибиторов коррозии**

Что касается структуры пленкообразующих ингибиторов коррозии, большинство из них содержат гетероатомы в одной или нескольких полярных хвостовых группах, которые

соединяются посредством свободных электронных пар с атомами железа на поверхности металла. Как правило, в хвостовых группах можно найти атомы азота, фосфора, серы, и кислорода. Наиболее распространенными категориями поверхностно-активных пленкообразующих ингибиторов коррозии являются:

- эфиры фосфорной кислоты;
- различные азотистые соединения;
- соединения серы часто с другими гетероатомами, такими как азот.

Также используются биоразлагаемые и низкотоксичные полиаминокислоты. Различные азотистые соединения которых включают:

- соли аминов (поли)карбоновых кислот;
- соли четвертичного аммония и бетаины (цвиттерионные);
- амидоамины и имидазолины;
- многоатомные и этоксилированные амины / амидоамины;
- амиды;
- другие гетероциклические соединения.

Амины, такие как жирные алкилдиамины и полиамины с гидрофобными хвостами также заявляются в качестве пленкообразующих ингибиторов коррозии [62].

### Фосфатные эфиры

Фосфатные эфиры, как моно- так и диэфиры, являются хорошими пленкообразующими ингибиторами коррозии. Они получают посредством взаимодействия спиртов или алкилфенолов, или их алкоксилированных производных, с фосфатирующими агентами, такими как пентаоксид фосфора или ортофосфорная кислота [63]. Образуется смесь моноэфира и диэфира (Рис. Е.4.17), которая, обладая разными степенями гидрофильности, и разделяет углеводородную фазу и водную фазу.

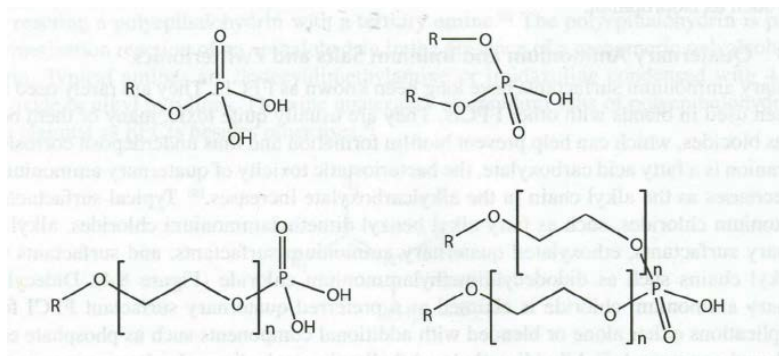


Рисунок Е.4.17 - Структуры типичных пленкообразующих ингибиторов коррозии на основе фосфатных эфиров.

### Аминные соли (поли)карбоновых кислот

Аминные соли жирных карбоновых кислот уже давно используются в составах пленкообразующих ингибиторов коррозии. Амин обычно представляет собой триалкиламин, алкилпиридин, алкилхинолин или имидазолин. Смеси с аминными солями меркаптокарбоновой кислоты востребованы для улучшения ингибирующей эффективности[64].

### Четвертичный аммоний и иминиевые соли и цвиттерионные соединения

ПАВ на основе четвертичного аммония уже давно известны в качестве пленкообразующих ингибиторов коррозии. Они редко используются сами по себе, обычно только в смеси с другими пленкообразующими ингибиторами коррозии. Они, как правило, довольно токсичны, многие из них также используются в качестве биоцидов, которые могут помочь предотвратить образование биопленки и, таким образом, коррозию под твердыми отложениями. Если противоион является карбоксилатом жирной кислоты, бактериостатическая токсичность ПАВ на основе четвертичного аммония уменьшается по мере увеличения алкильной цепи в алкилкарбоксилате. Типичные поверхностно-активные вещества включают хлориды бензалкония, такие как алифатические алкилбензилдиметиламмоний хлориды, ПАВ на основе четвертичных алкилпиридиниевых солей, ПАВ на основе этоксилированных четвертичных аммониевых соединений и ПАВ с двумя длинными алкильными цепями, такими как хлорид дидодецилдиметиламмония (Рис. Е.4.18).

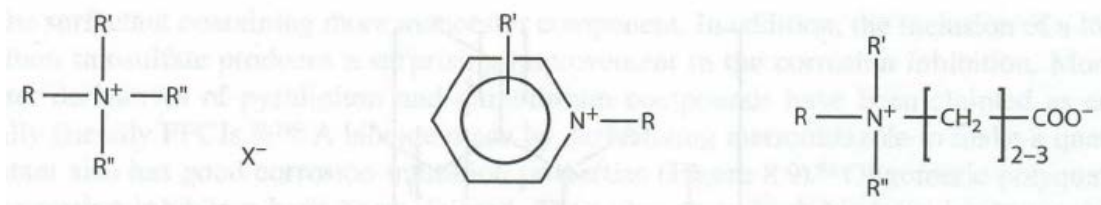


Рисунок Е.4.18 - Пленкообразующие ингибиторы коррозии на основе четвертичного аммония, четвертичного алкилпиридина, и цвиттерионного бетаина.

Имеются данные о новых каталитических способах получения полиалкиленполиаминов из диолов и диаминов или из алканоламинов (Рис Е.4.19) [65]. Эти полимеры могут быть использованы в качестве промежуточных соединений во множестве ингибиторов коррозии.



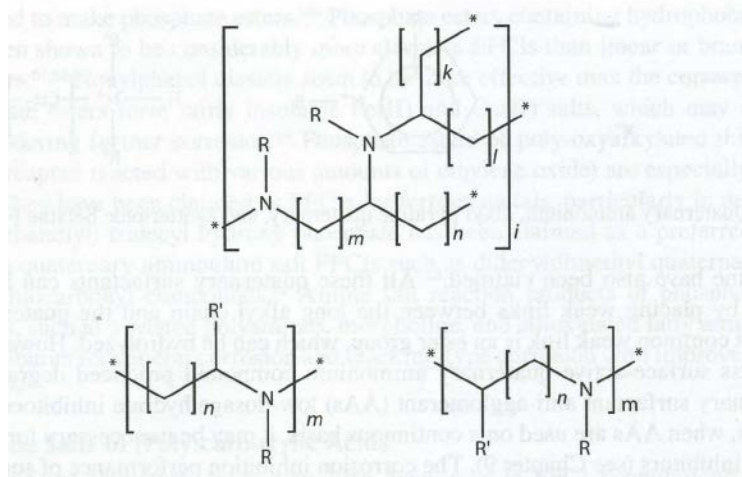


Рисунок Е.4.19 - Промежуточные химические соединения ингибиторов коррозии на основе полиалкиленполиамиона.

### Амидоамины и имидазолины

Имидазолины являются, возможно, наиболее распространенным классом пленкообразующих ингибиторов общей коррозии, используемых в нефтяной и газовой промышленности, и наиболее изученными. Определенные пленкообразующие ингибиторы коррозии на имидазолиновой основе, по-видимому, хорошо действуют даже в условиях высокого давления и высоких температур [66]. Хотя основные имидазолины обладают слабой, либо средней эффективностью в этих условиях [67]. Сообщается о других пленкообразующих ингибиторах коррозии хорошо действующих в условиях высокого давления и высоких температур.

Диэтилентриамин широко используется в качестве полиамиона. С 2 моль карбоновой кислоты, образуются амидоимидазолины, также являющиеся хорошо известными пленкообразующими ингибиторами коррозии (Рис. Е.4.20) Ингибитор коррозии, содержащий диспергатор, имидазолин или бис-имидазолин, амид, алкилпиридин и тяжелый ароматический растворитель, был запатентован в качестве состава пленкообразующего ингибитора коррозии (Рис. Е.4.21) [68].

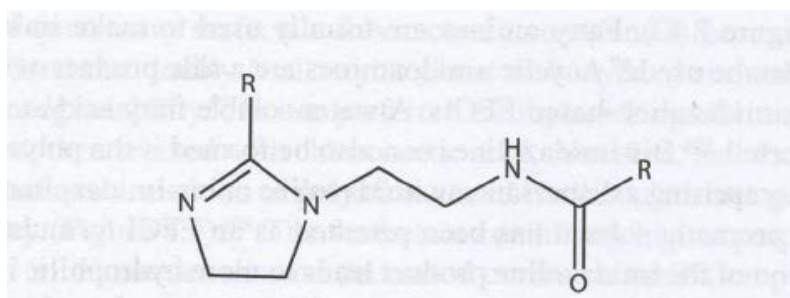


Рисунок Е.4.20 - Амидоэтилимидазолины.



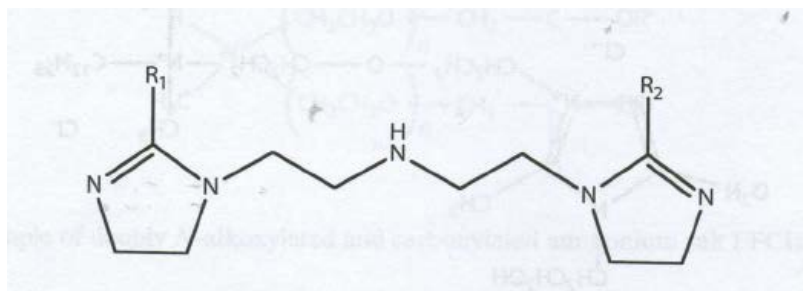


Рисунок Е.4.21 - Структура бис-имидазолинов.

### Амиды

Амидные производные длинноцепочных аминов предлагаются в качестве экологичных пленкообразующих ингибиторов коррозии (Рис. Е.4.22) [69]. К сожалению, их производство является сложной технологической задачей (что делает их довольно дорогостоящими) и они неблагоприятно влияют на процесс разделения нефти от воды. Как упоминалось ранее, амидоамины присутствуют в качестве побочных продуктов реакции полиэтиленаминов с карбоновыми кислотами, где имидазолины являются основным продуктом.

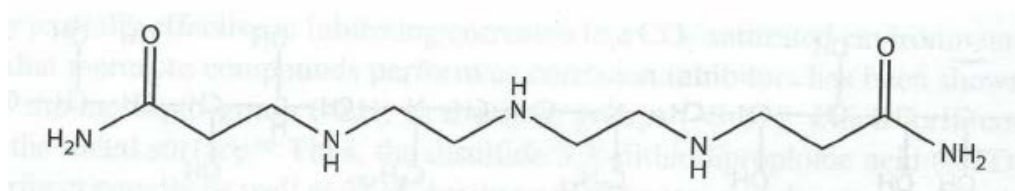


Рисунок Е.4.22 - Пример пленкообразующего ингибитора коррозии на основе полиметиленаполиаминодипропионамида.

### Полигидроксильные и этоксилированные амины / амиды

Этоксилированием жирных аминов или диаминов окисью этилена получают этоксилированные амины, которые обычно используются в составах пленкообразующих ингибиторов коррозии (Рис. Е.4.23).

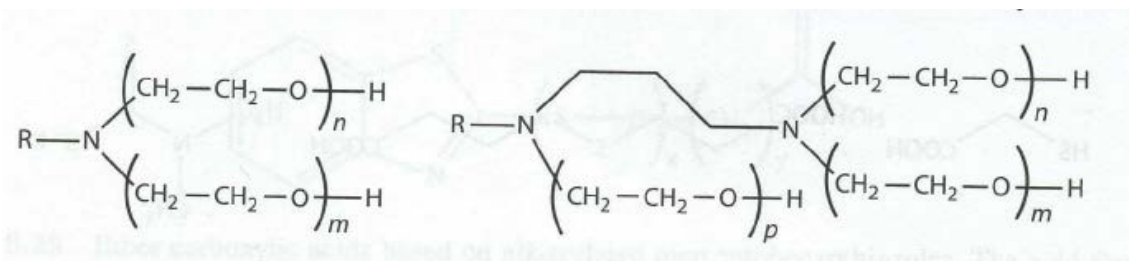


Рисунок Е.4.23 - Пленкообразующие ингибиторы коррозии на основе этоксилированных жирных аминов и диаминов.

Этоксирование делает молекулу амина более водорастворимой, а также обеспечивает дополнительными центрами (атомами кислорода) для адсорбции на поверхности металла.

### Соединения серы

Ионы тиосульфата и меркаптокарбоновые кислоты упоминались ранее как синергисты азотосодержащих пленкообразующих ингибиторов коррозии. На самом деле, многие соединения серы особенно хорошо предотвращают коррозионное растрескивание. Пленкообразующие ингибиторы коррозии, содержащие водорастворимые меркаптокарбоновые кислоты успешно используются в областях с высоким напряжением сдвига; однако, при использовании в одиночку, они не очень эффективны при ингибировании коррозии в среде, насыщенной  $\text{CO}_2$  (Рис. Е.4.24).

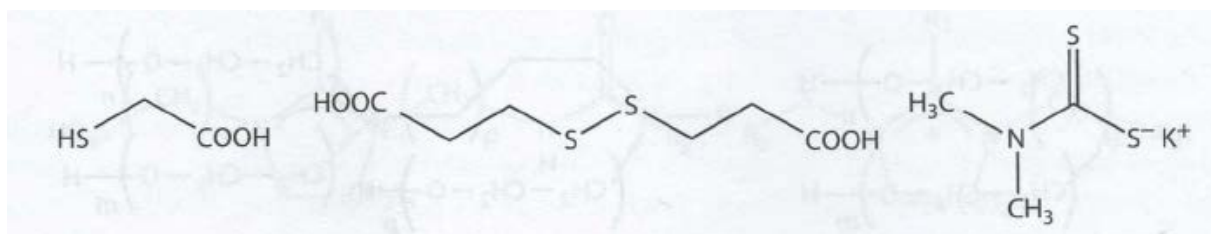


Рисунок Е.4.24 - Меркаптокарбоновые кислоты.

Выяснилось, что причина, по которой меркаптосоединения действуют в качестве ингибиторов коррозии, заключается в окислении меркаптогруппы (-SH) до дисульфидных групп (-S-S-), которые образуют комплексы с ионами железа на поверхности металла [70].

#### Е.4.5.5 Растворенный в воде кислород и его влияние на процессы коррозии

Общеизвестно, что в воде систем ППД большинства нефтяных месторождений обнаруживают кислород, несмотря на то, что эти системы являются «закрытыми», то есть не содержат процессов и аппаратов, сообщающихся с атмосферой. Кислород попадает в «закрытые» системы ППД различными путями: с поверхностными пресными водами или сточными водами, которые, по необходимости, закачивают в «закрытые» системы, с подтоварной водой, имеющей в резервуарах контакт с атмосферой, через негерметичности фланцевых соединений в случае использования воды из водозаборных скважин и др.

Растворенный в воде кислород вызывает кислородную коррозию нефтепромыслового оборудования, которая, как правило, является более интенсивной, чем углекислотная коррозия.

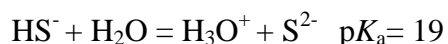
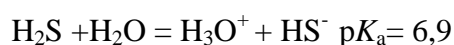
Кроме того, растворенный кислород значительно снижает эффективность работы «обычных», то есть широко применяемых на нефтяных месторождениях, ингибиторов коррозии.

Мировая практика борьбы с негативным влиянием растворенного кислорода на процессы коррозии и эффективность работы ингибиторов коррозии заключается в применении поглотителей кислорода, которые химически связывают растворенный кислород.

#### **Е.4.5.6 Поглотители сероводорода**

Сероводород ( $H_2S$ ) представляет собой очень токсичный газ с резким запахом. Как в добывающей, так и в перерабатывающей отрасли нефтегазовой промышленности возникают определенные сложности с его утилизацией [71]. Контакт человека с сероводородом, даже в сравнительно слабой концентрации, может нанести серьезный вред здоровью вплоть до летального исхода. Концентрация  $H_2S$  в составе реализуемого газа не должна превышать 4 ppm.  $H_2S$  обычно сопровождается некоторым количеством меркаптанов ( $RSH$  или  $R_2S$ ), таких как метилмеркаптан  $CH_3SH$ , ароматические сернистые соединения, полисульфиды и карбонилсульфиды ( $COS$ ).

Сероводород также известен как кислый газ, хорошо растворимый в воде и проявляющий свойства слабых кислот, частично распадающихся на ионы сульфидов и гидросульфидов:



Концентрация анионных соединений обуславливается уровнем pH, в особенности присутствием другого кислого газа –  $CO_2$ . Отношения, описывающие деление на части  $H_2S$ , известны из опубликованных источников. Являясь слабой кислотой,  $H_2S$  вызывает коррозию, контактируя со сталью в скважинах и трубопроводах, приводящую к разъеданию материала, коррозионному растрескиванию и осаждению сульфида железа. Другими наблюдаемыми экспериментально сульфидными отложениями являются отложения оксида цинка и оксида свинца.

$H_2S$  образуется в залежах нефти и газа в результате некоторых естественных процессов. Они включают бактериальную сульфатредукцию природными сульфатвосстанавливающими бактериями (SRBs), термический крекинг и термохимическую сульфатредукцию (TSR) углеводородами. Как правило, проблемы, связанные с образованием  $H_2S$ , не принимаются во внимание, если температура в залежах выше  $140^{\circ}C$ - $150^{\circ}C$ , так как сульфатвосстанавливающие бактерии не выживают при таких высоких температурах. Предполагается, что именно термохимическая сульфатредукция приводит к образованию наибольшего количества  $H_2S$ ; однако, установлено, что термохимическая сульфатредукция углеводородами имеет место только при температуре в залежах выше  $140^{\circ}C$  [72]. Данное явление заключается в углеводородном окислении и сульфатредукции (из ангидрита естественного происхождения или образованного после введения анионов сульфата в воду), в результате чего образуются такие побочные продукты, как  $H_2S$ , углекислый газ, карбонатные минералы и тяжелые сероорганические соединения.

Образование сероводорода обычно значительно выше в залежах нефти и газа при их заводнении. Нагнетаемая вода может содержать более 2800 ppm ионов сульфата. Данные ионы преобразуются в  $H_2S$  природными сульфатвосстанавливающими бактериями и в результате процессов термохимической сульфатредукции, достигают со временем добывающих скважин. Для роста сульфатвосстанавливающих бактерий также требуется наличие источника легко метаболизирующегося углерода, такого как органические кислоты. Такие источники обычно находятся в пластовых флюидах в количестве, достаточном для роста сульфатвосстанавливающих бактерий [73,74]. Ионы летучих жирных кислот, такие как ацетат, исторически рассматриваются, как наиболее подходящий источник для сульфатвосстанавливающих бактерий; однако, современная промысловая практика указывает на то, что другие источники жидкого органического углерода в большой степени способствуют их размножению. Единственным способом замедления закисления продуктивного пласта является введение в нагнетаемую воду требуемого количества бактерицида с целью предотвращения роста сульфатвосстанавливающих бактерий. Среди других методов можно выделить замедление метаболизма сульфатвосстанавливающих бактерий или стимуляция роста инородных сульфатвосстанавливающих бактерий. Заключительным методом предотвращения образования биогенного сульфида является введение в нефте/газоносный пласт несulfатной воды из подземного источника или введение десульфированной воды посредством мембранной технологии. В приведенном выше примере из воды будут устранены не все ионы сульфата, но достаточное их количество для значительного снижения закисления продуктивного пласта с одновременным снижением осаждения сульфатов.

Выбор стратегии контроля удаления  $H_2S$  зависит от многих факторов, включая концентрацию  $H_2S$ , температуру, химический состав добываемой жидкости, экологические требования, местоположение ввода поглотителя. Обобщая, можно выделить 5 основных методов предотвращения закисления продуктивного пласта и образования  $H_2S$ :

1. Введение бактерицида с целью уничтожения сульфатвосстанавливающих бактерий. Бактерицид одновременно может являться и  $H_2S$ -поглотителем.

2. Обработка сульфатвосстанавливающих бактерий метаболическим ингибитором, препятствующим им восстанавливать сульфаты до сульфитов.

3. Стимулирование образования несulfатвосстанавливающих бактерий посредством введения биогенов, таких как ионы нитрата, для стимуляции роста денитрифицирующих бактерий.

4. Использование несulfатного водоносного пласта или десulfированной воды в водонагнетательных скважинах.

5. Использование  $H_2S$ -поглотителя.

Шестой метод – микробиологическое окисление сульфидов до ионов сульфата успешно используется, особенно в Северной Америке. Определены микробы, участвующие в данном процессе [75]. Анти- $H_2S$  термопластический полимерный слой разработан для использования в кольцевом пространстве гибкой трубы [76].

Методы 1-4 обычно применяется для водонагнетательных скважин, но бактерициды также могут вводиться в добываемую продукцию.  $H_2S$ -поглотители могут вводиться либо в скважину, либо, если добыча на шельфе, на верхней платформе.

#### **Е.4.5.7 Борьба с биозараженностью и СВБ**

СВБ – это физиологическая, а не систематическая группа, так как к ним относятся микроорганизмы из разных таксономических групп, способных осуществлять один физиологический процесс – анаэробное дыхание в присутствии сульфатов.

Повсеместное заражение микроорганизмами нефтепромысловых вод происходит в процессе разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путём закачки воды без антибактериальной подготовки. Наиболее активно СВБ развиваются в призабойной зоне нагнетательных скважин, поскольку именно в них создаются исключительно благоприятные условия для жизнедеятельности микроорганизмов: оптимальная минерализация воды, наличие остаточной нефти, оптимальная температура. В дальнейшем СВБ попадают на объекты наземного оборудования, адгезируются на поверхности металла, формируя

биоплёнку, и действуют как коррозионные агенты главным образом за счет продукции агрессивных метаболитов и создания коррозионно-активных сред. В качестве агрессивных метаболитов выступают органические и неорганические кислоты, ферменты, сероводород.

Продуктом сероводородной коррозии является сульфид железа (FeS), накопление которого на внутренней поверхности труб и других наземных коммуникаций, приводит к образованию мощной гальванопары железо/сульфид железа. Поскольку электродный потенциал FeS более положительный по сравнению с железом, сульфид железа становится катодом, а поверхность металла – анодом. Кроме того, образование бактериями мукополисахаридной слизи делает осадки FeS вязкими и клейкими, что улучшает их контакт с анодной поверхностью металла, и одновременно защищает СВБ от неблагоприятных воздействий. Все эти факторы приводят к тому, что СВБ резко увеличивают скорость коррозии (в 2 – 4 раза), в особенности, скорость локальной коррозии.

Помимо биокоррозии, микроорганизмы являются причиной закупоривания призабойной зоны нагнетательных скважин скоплениями биомассы бактерий, а также нерастворимыми продуктами их метаболизма, снижая на 30–40% проницаемость и существенно ухудшая показатели разработки месторождений нефти. СВБ способствуют изменению физико-химических свойств пластовой воды, так как в результате сульфатредукции вода теряет ион сульфата и обогащается сероводородом и углекислотой, в результате чего превращается из сульфатно-натриевой в гидрокарбонатно-натриевую.

Наиболее распространённым способом подавления жизнедеятельности микроорганизмов в нефтяных пластах является использование бактерицидов на основе четвертичных солей аммония. Эффективность действия бактерицидов может быть объяснена способностью их растворения в фосфолипидных слоях клеточной оболочки микроорганизмов, что приводит к увеличению проницаемости оболочки и гибели бактериальных клеток.

Как ранее считалось, сульфатредуцирующие бактерии в состоянии преобразовывать только органические кислоты и спирты, помимо сульфат-ионов. Однако более поздние исследования показывают, что насыщенные углеводороды и даже толуол могут быть преобразованы некоторыми штаммами сульфатвосстанавливающих бактерий. Таким образом, степень продуцирования сульфатвосстанавливающих бактерий и закисление продуктивного пласта может быть больше, чем ранее ожидалось на основании имеющихся в наличии питательных веществ для сульфатвосстанавливающих бактерий на основе органических кислот / спиртов. Возникновение различных штаммов сульфатвосстанавливающих бактерий также может означать, что не все классы бактерицидов могут противодействовать всем штаммам [77,78].

Существует пять основных способов сведения к минимуму закисления продуктивного пласта, которые рассматриваются с точки зрения нефтедобывающей компании:

1. Добавление биоцида для устранения сульфатовосстанавливающих бактерий.
2. Обработка сульфатовосстанавливающих бактерий биостатом (управляемым бактерицидом или ингибитором метаболизма), который контролирует рост сульфатовосстанавливающих бактерий.
3. Стимуляция образования нитратвосстанавливающих сульфидокисляющих бактерий посредством добавления питательных веществ, таких как нитрат-ионы. В данном случае используются питательные вещества на основе углерода, образуя бактерицид, предотвращающий образование нитритов, и тем самым ингибируя рост сульфатовосстанавливающих бактерий.
4. Использование безсульфатного водоносного пласта или десульфированной воды в водонагнетательных скважинах.
5. Использование поглотителя  $H_2S$ .

Концентрацию ионов сульфата в воде можно значительно уменьшить посредством мембранной технологии. Данная технология также уменьшит потенциальное отложение сульфата в добывающих скважинах. Соединения фосфора, такие как фосфаты, также необходимы в качестве питательных веществ для роста сульфатовосстанавливающих бактерий, но конкретно они не используются сульфатовосстанавливающими бактериями для генерации сероводорода. Существуют сведения об удалении водорастворимых соединений фосфора из закачиваемой воды с использованием мембранной технологии для минимизации роста сульфатовосстанавливающих бактерий [79]. Одна или несколько разделительных мембран предпочтительно должны быть либо с мембраной обратного осмоса или нанофильтрации.

Ультрафиолетовое излучение является еще одним исследуемым бактерицидным методом. Тем не менее, не доказано, что данный метод устраняет все сульфатовосстанавливающие бактерии, таким образом, необходима вторая – химическая бактерицидная обработка. Вышеупомянутые методы 1-4, как правило, осуществляется в нагнетательных скважинах, а поглотители  $H_2S$  вводятся в продукцию скважины либо на забое скважины или на устье. Способы 2 и 3 могут применяться одновременно с использованием обработки нитратами и, следовательно, рассматриваются вместе в разделе, посвященном контролю бактерицидов.

### **5.7.1 Химические вещества для предотвращения образования бактерий**

Химические реагенты для предотвращения образования бактерий в нефтепромысловых областях применения можно разделить на два основных класса:

- биоциды (окисляющие и неокисляющие/органические);
- биостаты (управляемые «биоциды» или ингибиторы метаболизма).

Биоциды уничтожают бактерии при обычно используемых концентрациях. Биостаты не уничтожают бактерии, но вмешиваются в их жизнедеятельность (метаболизм), так что образование сульфидных продуктов сведено к минимуму. Использование комбинации биоцидов и биостатов также можно добиться большего эффекта по сравнению с обработкой одним продуктом [80].

Окислительные бактерициды, такие как хлор/гипохлорит, как правило, требуют более длительного времени пребывания (до 30 мин), чем органические биоциды, для того, чтобы достичь полного уничтожения бактерий. Органические бактерициды характеризуются высокой «скоростью уничтожения» и обычно требуют относительно больших дозировок, часто в диапазоне 400-1000 ppm [81]. Как правило, органический бактерицид добавляется один раз в несколько дней в течение нескольких часов за один раз.

Во многих нагнетательных скважинах происходит микробиологическая коррозия, несмотря на применение бактерицидов в обрабатываемой системе. Кроме неэффективного бактерицида, возможно еще одной причиной увеличения микробиологической коррозии является тот факт, что при применении химических веществ они не контактируют с намеченными бактериями в достаточной концентрации, с должным временем выдерживания и/или частотой обработок [82]. Другое исследование показывает, что некоторые водоочистные добавки на самом деле являются питательными веществами, способствующими росту бактерий [83]. Другой и более распространенной причиной микробиологической коррозии является недостаточная дозировка бактерицида.

Биостаты тормозят дальнейший рост микроорганизма, не убивая его. До тех пор пока микроорганизм подвержен воздействию биостатического агента, микроорганизм не может размножаться. Тем не менее, когда микроорганизм не подвергается воздействию биостатического материала, он может размножаться. Биостаты для нефтяной и газовой промышленности очень эффективно предотвращают образование сероводорода, поддерживая низкий уровень сульфатвосстанавливающих бактерий и ингибируя их метаболическую активность. Они добавляются при гораздо более низких концентрациях (2-10 ppm), чем органические бактерициды. Некоторые органические бактерициды также функционируют в качестве биостатов, но не все биостаты являются бактерицидами. Как правило, органический бактерицид дозируется периодически ударной дозой, либо непрерывно.



### ***Бактерициды***

Существуют два класса бактерицидов:

- окисляющие бактерициды;
- неокисляющие органические бактерициды.

Основным средством обработки систем ППД, как правило, являются окисляющие бактерициды и вторичные средства с неокисляющими органическими бактерицидами. Хлор / гипохлорит, как правило, используется в качестве окисляющего бактерицида в системах водозабора.

### ***Окисляющие бактерициды***

Окисляющие бактерициды вызывают необратимое окисление / гидролиз белковых групп в микроорганизме и полисахаридах, которые прикрепляют микроорганизмы к поверхности оборудования. Результатом данного процесса является потеря нормальной активности фермента и гибель клеток. Таким образом, окисляющие бактерициды действуют против всех штаммов сульфатвосстанавливающих бактерий, в то время как некоторые сульфатвосстанавливающие бактерии могут быть устойчивы к некоторым неокисляющим органическим бактерицидам. Краткий перечень окисляющих бактерицидов выглядит следующим образом:

1. Образованные электрохимическим способом хлор / гипохлорит (и бром / гипобромит);
2. Соли гипохлорита и гипобромита;
3. Стабилизированный бромхлорид;
4. Гидроксильные радикалы;
5. Хлорамины;
6. Хлордиоксид;
7. Хлоризоцианураты;
8. Галогенсодержащие гидантоины;
9. Перекись водорода и надуксусная кислота.

Как видно из перечисленного выше списка это в основном хлорорганические соединения, которые обладая высокоэффективными свойствами, могут вызывать ряд осложнений при их применении.

Опубликован обзор факторов, которые необходимо учитывать при применении окислительных бактерицидов в промышленных условиях.

### *Неокисляющие органические биоциды*

В общем, неокисляющие органические бактерициды функционируют, прежде всего, за счет изменения проницаемости клеточных стенок микроорганизмов и вмешательства в их биологические процессы. Неокисляющие органические бактерициды менее склонны к коррозии, чем окисляющие бактерициды: в самом деле, некоторые из них могут ингибировать коррозию. В класс неокисляющих органических бактерицидов входят:

1. Альдегиды;
2. Четвертичные фосфониевые соединения;
3. Четвертичные аммониевые поверхностно-активные вещества;
4. Катионные полимеры;
5. Органические бромиды;
6. Метронидазол;
7. Изотиазолоны (изотиазолиноны) и тионы;
8. Органические тиоцианаты;
9. Фенолы;
10. Алкиламины, диамины и триамины;
11. Дитиокарбаматы;
12. 2-Децилтиоэтанамин и его гидрохлорид;
13. Производные триазина;
14. Оксазолидины;
15. Другие особые классы поверхностно-активных веществ.

Недавно было проведено исследование для определения коррозионной активности неокисляющих бактерицидов, применяемых в промышленных условиях, при концентрациях в пределах от 10000 до 100000 ppm. Скорость коррозии весьма существенно варьировалась от одного бактерицида к другому, особенно при высоких концентрациях. Было обнаружено, что некоторые бактерициды вызывают лишь небольшую коррозию даже при высоких дозировках, в то время как другие бактерициды при высоких концентрациях являлись гораздо более коррозионными. В общем, было обнаружено, что коррозионная активность бактерицида непосредственно связана с его дозировкой, более высокие дозировки коррелируют с более высокой степенью коррозии. Однако, в целом, данные показывают, что польза от обработки бактерицидами для предотвращения микробиологической коррозии существенно перевешивает любое потенциально негативное воздействие в качестве ускорителей коррозии.

Только некоторые из вышеперечисленных классов бактерицидов, используются в нефтепромышленных условиях в основном из-за их низкой стоимости; другие, например, ис-

пользуются в системах с замкнутым контуром воды или градирнях. Наиболее распространенными неокислительными органическими бактерицидами в нефтяной промышленности являются глютаральдегид (глют) и сульфат тетраокись гидроксиметилфосфония, с меньшим количеством используемого формальдегида и акролеина (два последних альдегида подозревались в канцерогенности и в последнее время существует внегласный закон по невозможности содержания фенола и формальдегида). Данные бактерициды иногда используются в сочетании с поверхностно-активными веществами на основе четвертичного аммония и другими синергистами. Данные поверхностно-активные вещества могут иметь свое собственное бактерицидное действие, но они также помогают проникать в устоявшиеся биопленки.

### **5.8. Борьба с осложнениями, вызванными осаждением АСВ (афальтосмолистых веществ) и высокомолекулярных парафинов**

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются АСПО (асфальтосмолопарафиновые отложения) (рис. 4.25). Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению МРП (межремонтного периода) работы скважин и эффективности работы насосных установок.

Состав и структура АСПО. АСПО представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20-70 % мас.), АСПО (20-40 % мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.



Рисунок 4.25 – Отложения АСПО в НКТ.

Нефтяные дисперсные системы относят к классу коллоидов, в которых АСПО диспергированы в мальтеновой среде. Очевидно, что физико-химические и технологические свой-

ства нефтей во многом обусловлены межмолекулярным взаимодействием в системах «асфальтены-смолы» и «мальтены-смолы-асфальтены».

Как правило, строение смол и асфальтенов рассматривают в виде «сэндвичевых» структур, которые представляют собой параллельные нафтеноароматические слои, связанные между собой за счет формирования комплексов с переносом зарядов. В данном случае имеет место некоторое завышение степени упорядоченности асфальтенов, так как они рассматриваются как идеальные кристаллы, хотя квазикристаллическая часть составляет малую долю асфальтенового вещества (не превышает 3-4 % мас.).

Принято считать, что смолы и асфальтены являются парамагнитными жидкостями, а нефти, нефтепродукты термодинамически стабильными парамагнитными растворами. Асфальтены представляют собой комбинацию многих ассоциатов, зависящую от степени гомолитической диссоциации диамагнитных частиц. Изменение концентрации парамагнитных смол и асфальтенов в нефти связано с изменением строения комбинаций ассоциатов.

Причины и условия образования АСПО. Известны две стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности. На второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объема фаз;
- состояние поверхности труб.

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по предупреждению образования отложений и их удалению.

Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО. Но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий.

Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование от-

ложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы.

Применение растворителей для удаления уже образовавшихся отложений является одним из наиболее известных и распространенных интенсифицирующих методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти.

К нехимическим методам, рекомендованным для борьбы с отложениями асфальтена, относятся следующие:

- Недопущение смешения определенных потоков нефти. Смешение сырых нефтей является обычной причиной осаждения асфальтенов. Легкие неасфальтеновые сорта являются возможным осадителем для более тяжелых сортов.

- Варьируя температуру, давление или режим потока, возможно свести к минимуму возникновение условий, ускоряющих осаждение асфальтенов и, таким образом, увеличить коэффициент пребывания в эксплуатации скважины и оборудования.

- Механическая очистка скважин и поверхностного оборудования: к ней относятся использование каротажных методов и открытие сосудов, например, сепараторов, с удалением отложившегося материала.

- Использование более интенсивного потока для эрозии отложений.

Для очистки скважин от асфальтенов можно использовать ультразвуковое излучение. Имеется опыт отделения асфальтенов от нефти посредством керамических мембран.

Существуют два химических способа предупреждения отложения асфальтенов в процессе добычи, которые будут рассмотрены далее по ходу главы:

- Предупреждение отложений при помощи диспергентов и ингибиторов асфальтенов (непрерывное или периодическое дозирование, закачка под давлением, размещение в пропантах в процессе гидравлического разрыва).

- Восстановительная обработка с использованием растворителей асфальтенов (растворителей или деасфальтизаторов).

Недавно запатентован способ использования модификатора относительной проницаемости для предотвращения отложения асфальтенов. Также сообщается об использовании наночастиц для предотвращения ухудшения эксплуатационных свойств пласта в результате осаждения асфальтенов. Изучалось перемещение наночастиц в пористой среде при типичных режимах температуры и давления в коллекторе. В результате применение наночастиц обеспечило замедление осаждений и отложений асфальтенов.

### **5.8.1 Предотвращение образования отложений парафинов**

Типичные проблемы, вызванные парафиновыми отложениями, включают следующее:

- Сокращение или закупорка трубопроводов, блокировка потока – данное явление может происходить в скважине, если температура в скважине является низкой, или в верхних строениях в холодном климате или при подводной транспортировке.
- Повышение вязкости жидкости, ведущее к увеличению давления закачки.
- Проблемы перезапуска, вызванные прочностью парафинового геля.
- Снижение эффективности эксплуатации и нарушение технологических параметров с перерывами в добыче или остановками оборудования.
- Дорогостоящее и технически сложное удаление, особенно в глубоководных трубопроводах.
- Угроза безопасности в связи с отложениями, мешающими работе клапанов и инструментов.
- Проблемы утилизации, связанные с накопления парафина.

Осаждение парафина имеет три последствия:

1. Постепенное сужение трубопровода вследствие отложений на стенах. В результате чего снижается скорость потока из-за сочетания уменьшенного диаметра трубы и увеличенной шероховатости стенок трубы за счет парафиновых отложений. Полная блокировка трубы происходит редко.
2. Увеличение вязкости флюида. Данное обстоятельство приводит к последующей потере давления в линии. В худших случаях, образование желеобразной консистенции может полностью остановить добычу.
3. Формирование нефтяного геля. Данное обстоятельство может произойти, если трубопровод остановлен, жидкости охладилась ниже температуры застывания, и результатом будет появление геля при нулевой скорости сдвига. Если предел текучести геля выше, чем максимальное давление в трубопроводе, то линия не может быть перезапущена.

#### ***Отложение парафинов***

Отложение парафинов, как полагают, возникает посредством двух основных механизмов:

1. Если стенки трубы холоднее, чем температура начала кристаллизации парафина, парафин может сформироваться и отложиться на стенку. Это может произойти, даже если температура основной части флюида выше температуры начала кристаллизации парафина.

2. Уже осажденный парафин, находящийся недалеко от стенки трубы, движется к области меньшей скорости к стенке трубы и откладывается.

### **5.8.2. Стратегии предотвращения образования отложений парафина**

Чтобы избежать проблем, связанных с отложением парафина в трубопроводах, иногда применяется смешивание высокопарафинистых сортов сырой нефти, особенно тяжелых, с разбавителем. Разбавитель может представлять собой газовый конденсат, сжиженный природный газ, или легкую нефть с низкой температурой начала кристаллизации парафина или температурой застывания. В результате этого смешивания, содержание парафина в высокопарафинистой сырой нефти снижается, что уменьшает температуру начала кристаллизации или застывания до более низких температур.

Есть несколько других способов предотвращения гелеобразования парафинов и накопления парафиновых отложений в скважине и в промысловых трубопроводах:

- теплоизоляция;
- механическое удаление;
- очистка транспортных линий скребками;
- проводные скважинные фрезы;
- нагревание:
  - скважины;
  - трубопровода;
- растворители для удаления парафиновых отложений;
- ингибиторы отложения парафина (высокомолекулярных парафинов), понизители температуры застывания нефти (депрессоры) и диспергаторы;
- магниты;
- резкое охлаждение (холодный поток);
- ультразвук;
- микробная обработка.

### **5.8.3 Удаление парафиновых отложений посредством использования химических веществ**

Существует несколько методов использования химических веществ для удаления парафиновых отложений, которые можно обобщить следующим образом:

- промывка скважины горячей нефтью;
- растворители для удаления парафиновых отложений;
- наборы термохимических реагентов.

Если первые два метода уже давно изучены и широко применяются, то третий предлагается рассмотреть более подробно.

### ***Термохимические реагенты***

Тепло может генерироваться на месте посредством химической реакции, которая может быть использована для расплавления отложений парафина. Использование этого метода обработки влечет за собой определенный риск, если данный метод не разработан и не применен правильно. В худшем случае, потеря контроля экзотермической реакции может привести к неожиданному напряжению в материалах трубопровода и привести к потенциальному отказу.

Более перспективным термохимическим процессом является кислотно-катализируемое разложение нитрита аммония [84]. Данная реакция является основой ряда термохимических наборов реагентов, используемых как в скважинах, так и для удаления отложений парафина в подводных трубопроводах. Экзотермическая реакция разложения нитрита аммония использует смесь нитрита натрия и нитрата или хлорида аммония и является водным раствором: продуктами реакции являются азот, вода и нитрат или хлорид натрия (Рис 4.26).

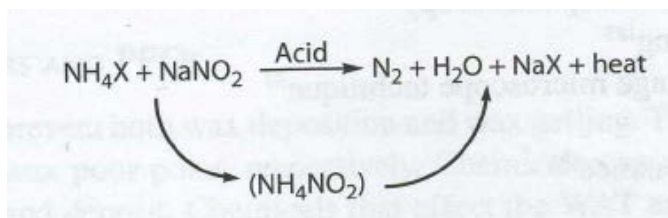


Рисунок 4.26 - Реакция разложения при термохимической обработке отложений парафина. X = Cl или NO<sub>3</sub>.



#### 5.8.4 Ингибиторы отложения парафинов и депрессорные присадки

Необходимы химические вещества для предотвращения, как отложения парафинов, так и парафинового гелеобразования. Таким образом, химические вещества должны влиять на температуру начала кристаллизации парафина и температуру застывания, соответственно. Химические вещества могут также изменить кристаллы парафина, чтобы они не агломерировались и не откладывались. Химические вещества, влияющие на температуру начала кристаллизации парафина, обычно называют ингибиторами отложения парафинов или модификаторами кристаллов парафина. Химические вещества, воздействующие на температуру застывания, называют депрессорными присадками или химреагентами для снижения гидравлических потерь. Так как оба класса химических веществ, так или иначе, должны взаимодействовать с процессом кристаллизации воска, есть немало совпадений в химическом составе и механизмах двух классов. Таким образом, большинство ингибиторов отложения парафинов также функционируют в качестве депрессорной присадки. Диспергаторы парафина действуют по-другому.

Основные классы ингибиторов отложения парафинов и депрессорной присадки можно представить следующим образом:

- полимеры и сополимеры этилена;
- гребенчатые полимеры;
- прочие разветвленные полимеры с длинными алкильными группами.

Гребенчатые полимеры работают наиболее эффективно в качестве ингибиторов отложения парафинов, но могут работать синергически с этиленовыми сополимерами, такими как сополимер этилена и винилацетата, и поверхностно-активными веществами [85]. Как следует из названия, гребенчатые полимеры напоминают гребень, так как у них есть поливиниловая основная цепь с множеством длинноцепочечных боковых групп (Рис. 5.18).

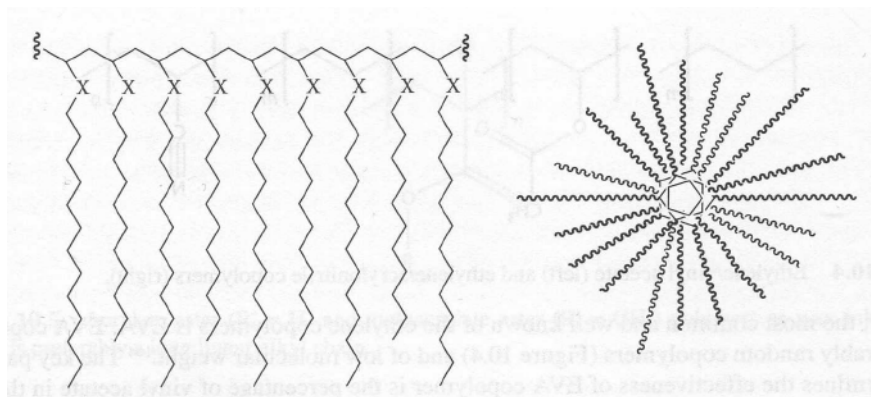


Рисунок 4.27 - Традиционно изображаемая структура гребенчатого полимера (слева). X представляет собой пространственную группу. Структура спиральной основы в боковом разрезе (справа).

Гребенчатые полимеры, как правило, получают из одного из двух классов мономеров, метакриловой кислоты или малеинового ангидрида, или обоих.

### ***Полимеры и сополимеры этилена***

Аморфный полиэтилен с высокой молекулярной массой использовался в качестве модификатора кристаллов парафина или депрессорной присадки (в прошлом), но лучшие депрессорные присадки изготовлены путем сополимеризации этилена с более крупными мономерами [86]. Большие мономеры действуют как ветви, мешающие нормальным алканам кристаллизироваться в качестве парафинов. Примерами являются:

- сополимеры этилена / малых алкенов;
- сополимеры этилена и винилацетата;
- сополимеры этилена и акрилонитрила;

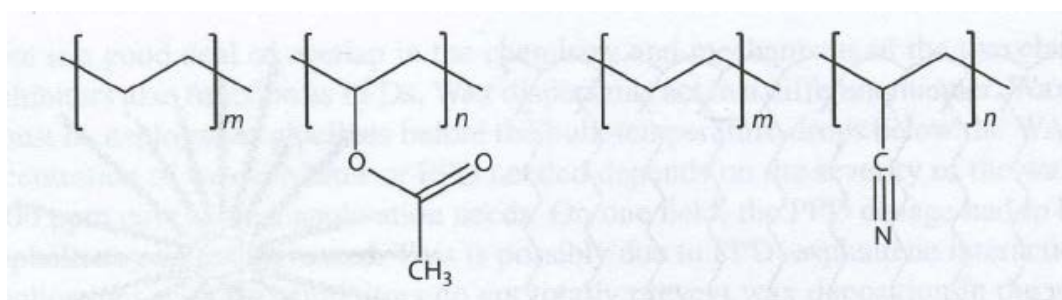


Рисунок 4.28 - Сополимеры этилена / винилацетата (слева) и этилена / акрилонитрила (справа).

Безусловно, самым распространенным и известным из сополимеров этилена является сополимер этилена и винилацетата. Сополимеры этилена и винилацетата предпочтительно являются статистическими сополимерами (Рис. 5.19) с низким молекулярным весом [87]. Ключевым параметром, который определяет эффективность сополимера этилена и винилацетата, является процент винилацетата в сополимере. Однако имеются недостатки – в большинстве случаев высокая дозировка, наличие асфальтенов в нефти снижает эффективность сополимера этилена и винилацетата [88].

### **Метакрилатные эфирные полимеры**

Существует много сообщений об использовании акрилатных или метакрилатных эфирных полимеров в качестве ингибиторов парафиновых отложений или депрессорных присадок (Рис. 5.20). Эфирные группы получают путем использования длинноцепочечных спиртов и должны быть длинными, по крайней мере, в 16 атомов углерода. Боковые цепи в метакрилатных полимерах расположены по-другому, по сравнению с акрилатными полимерами, последний лучше влияет на температуру застывания и на отложения [89]. Полимеры с алкильными боковыми цепями длиннее 18 атомов углерода работали бы наилучшим образом в качестве ингибиторов парафиновых отложений в большинстве случаев, так как алканы в большинстве парафинов значительно длиннее. Однако, стоимость спиртов с цепями длиннее 18 атомов углерода (стеаринового спирта) очень высока, и, таким образом, ингибитор парафиновых отложений становится более дорогим.

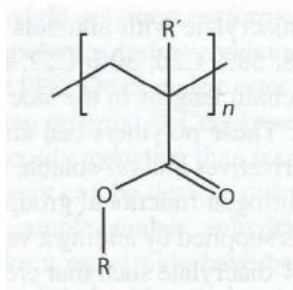


Рисунок 4.29 - Полимеры на основе акрилатного эфира ( $R' = H$ ) и метакрилатного эфира ( $R' = CH_3$ ) в качестве ингибиторов образования парафиновых отложений. R предпочтительно является длинной линейной алкильной цепью.

### **Сополимеры малеинового ангидрида**

Наряду с использованием мономеров метакриловой кислоты для производства гребчатых полимеров, другим наиболее важным и столь же дешевым мономером является малеиновый ангидрид.

Сополимеры малеинового ангидрида имеют регулярную переменную структуру мономера, АВАВАВ, и так далее. Это может придать данным сополимерам лучшие свойства как ингибиторам отложения парафинов, чем статистическим сополимерам. Сополимеры сложных эфиров метакриловой кислоты со спиртами  $C_{16+}$  и малеиновым ангидридом являются более эффективными ингибиторами отложения парафинов, чем полиалкилметакрилаты (Рис. 4.30) [90-91]. Эффективность может быть дополнительно улучшена добавлением сополимера этилена и винилацетата в качестве синергистов и парафиноосаждающих добавок на основе поверхностно-активных веществ [92].

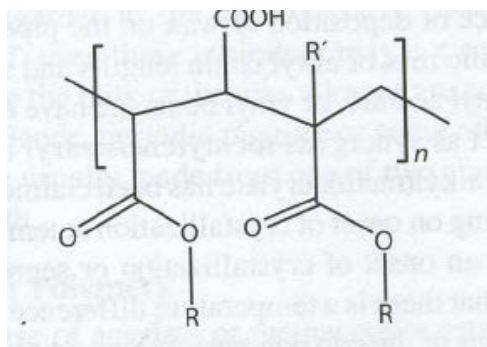


Рисунок 4.30 - Сополимеры на основе моноэфира малеинового ангидрида/метакрилатэфира. R = длинная алкильная цепь, R' = H или CH<sub>3</sub>.

### *Другие полимеры*

Алкилфенолформальдегидные смолы могут использоваться в качестве депрессорных присадок и химреагентов для снижения гидравлических потерь. Сами по себе они не так эффективны, как гребенчатые полимеры, описанные ранее, но они являются полезными синергистами [93].

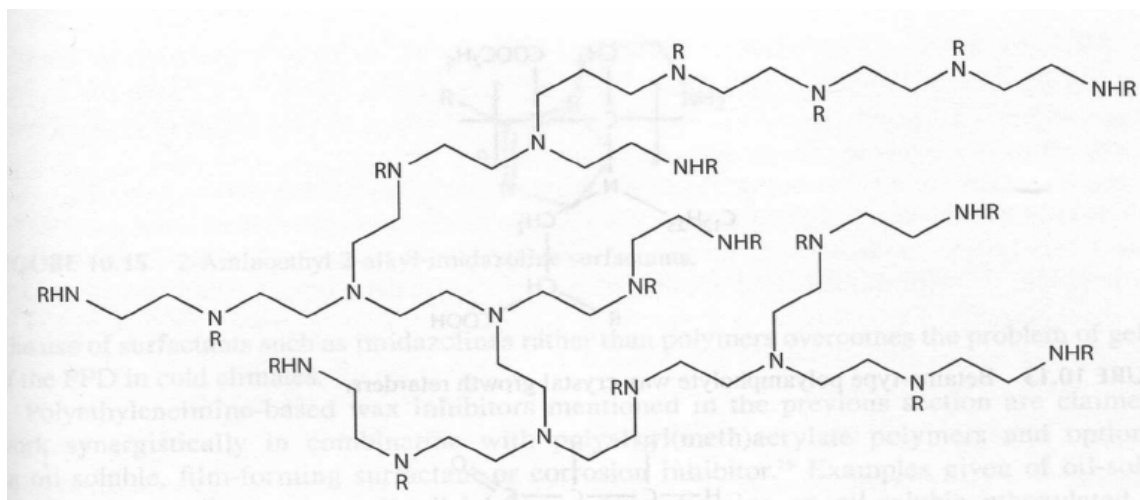


Рисунок 4.31 - Пример ингибитора образования отложения парафинов на основе преобразованного полиэтиленимина, R = R'CH(OH)CH<sub>2</sub>, где R' представляет собой алкильную группу, содержащую 10-22 атомов углерода. Соотношение третичных / вторичных / первичных аминов примерно 1: 2: 1.

Разветвленные полимеры могут также использоваться в качестве ингибиторов образования отложения парафинов. Например, реакция разветвленного полиэтиленимина с 1,2-эпоксиоктадеканом дает полимер с большим количеством боковых групп C<sub>18</sub>, выступающий в качестве ингибитора парафиноотложений (Рис.4.31) [94].

Дендримерные сверхразветвленные полиэфирамиды, предпочтительно с длинными боковыми алкильными цепями, также используются в качестве ингибиторов отложения парафинов.

### **Заключение**

В настоящее время в России, все больше наблюдается тенденция передачи нефтяных месторождений подрядчику (оператору) на комплексное обслуживание. Что подразумевает осуществление подбора, закачки нефтепромысловых химии и мониторинг ее эффективности. Такое комплексное обслуживание получило название «Система управления химизацией» месторождения.

«Система управления химизацией» месторождения это программа химической обработки всего процесса добычи, она включает в себя обработки ингибиторами, деэмульгаторами, растворителями и т.д. нагнетательных и добывающих скважин, систем наземного трубопровода, применение необходимых реагентов на установках первичного сброса воды и подготовки нефти и воды, осуществляет правильный выбор реагентов и их дозировку, их совместимость, определение точек дозирования, отслеживание изменений, происходящих в период срока эксплуатации месторождения, качество поступающих реагентов, их правильное хранение и т.д.

### **Литература к п. 5:**

1. (a) W. Frenier and M. Ziauddin, *Formation, Removal, and Inhibition of Scale in the Oilfield Environment*, eds. N. Wolf and R. L. Hartman, Society of Petroleum Engineers, 2008. (b) J. C. Cowan and D. J. Weintritt, *Water-Formed Scale Deposits*, Gulf Publishing, 1976. (c) M. Davies and P. J. B. Scott, *Oilfield Water Technology*, Houston, TX: National Association of Corrosion Engineers (NACE), 2006.
2. I. R. Collins, «A New Model for Mineral Scale Adhesion», SPE 74655 (paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 30–31 January 2002).
3. M. M. Jordan, K. Sjursather, I. R. Collins, N. D. Feasey, and D. Emmons, «Life Cycle Management of Scale Control within Subsea Fields and its Impact on Flow Assurance, Gulf of Mexico and North Sea Basin», *Chemistry in the Oil Industry VII*, Manchester, UK: Royal Society of Chemistry, 2002, 223.
4. (a) M. B. Tomson, A. T. Kan, and G. Fu, «Inhibition of Barite Scale in the Presence of Hydrate Inhibitors», SPE 87437, *SPE Journal* 10(3) (2005): 256. (b) R. Masoudi, B. Tohidi, A. Danesh, A. C. Todd, and J. Yang, «Measurement and Prediction of Salt Solubility in the Presence of Hydrate Organic Inhibitors», SPE 87468, *SPE Production & Operations* 21(2) (2006): 182.
5. (a) M. M. Jordan and E. J. Mackay, «Scale Control in Deepwater Fields», *World Oil* 2005, 226(9): 75–80. (b) G. M. Graham, E. J. Mackay, S. J. Dyer, and H. M. Bourne, «The Challenges for Scale Control in Deepwater Production Systems—Chemical Inhibition and Placement Challenges», Paper No. 02316 (paper presented at the Annual Spring Meeting of NACE International, CORROSION/2002, Denver, CO, 7–14 April 2002).

6. K. Davis, G. Woodward, Y. Mottot, and D. Joubert, *International Patent Application WO/2006/103203*, 2006.
7. C. Sitz, J. Shumway, and C. Miller, «An Unconventional Scale from an Unconventional Reservoir», *SPE 87434* (paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 26–27 May 2004).
8. D. L. Gallup and C. J. Hinrichsen, «Control of Silicate Scales in Steam Flood Operations», *SPE 114042* (paper presented at the SPE International Oilfield Scale Conference, Aberdeen, UK, 28–29 May 2008).
9. I. R. Collins and P. A. Sermon, *International Patent Application WO/2006/008506*, 2006.
10. (a) L. Rzeznik, M. Juenke, D. Stefanini, M. Clark, and P. Lauretti, «Two Year Results of a Breakthrough Physical Water Treating System for the Control of Scale in Oilfield Applications», *SPE 114072* (paper presented at the SPE International Oilfield Scale Conference, Aberdeen, UK, 28–29 May 2008). (b) D. Stefanini, *International Patent Application WO/2008/017849*.
11. (a) J. Groenenboom, S.-W. Wong, and G. Nitters, *U.S. Patent Application 20040195187*, 2004. (b) B. Wang and C. Wang, *International Patent Application WO/2009/000177*.
12. (a) O. G. Maxson and G. D. Achenbach, *U.S. Patent 4115606*, 1978. (b) S. Brand, A. Dierdorf, H. Liebe, F. Osterod, G. Motz, and M. Günthner, *International Patent Application WO/2007/096070*.
13. (a) M. G. Mwaba, M. R. Golriz, and J. Gu, *International Journal of Heat Exchangers VI* (2005): 235. (b) R. E. Herzog, Q. Shi, J. N. Patil and J. L. Katz, «Magnetic Water Treatment: The Effect of Iron on Calcium Carbonate Nucleation and Growth», *Langmuir 5* (1989): 861.
14. (a) E. Chibowski, L. Holysz, A. Szczes, and M. Chibowski, «Precipitation of Calcium Carbonate from Magnetically Treated Sodium Carbonate Solution», *Colloids Surface A: Physicochemical and Engineering Aspects 225* (2003): 63. (b) F. F. Farshad and S. M. Vargas, «Scale Prevention, a Magnetic Treatment Approach», *SPE 77850* (paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Melbourne, Australia, 8–10 October 2002).
15. J. D. Donaldson and S. M. Grimes, «Control of Scale in Sea Water Applications by Magnetic Treatment of Fluids», *SPE 16540* (paper presented at the SPE Offshore Europe, Aberdeen, UK, 8–11 September 1987).
16. J. S. Baker and S. A. Parsons, «Anti-Scale Magnetic Treatment», *Water and Waste Treatment 39* (1996): 36–38.
17. S. A. Parsons, B. L. Wang, S. J. Judd, and T. Stephenson, «Magnetic Treatment of Calcium Carbonate Scale—Effect of pH Control», *Water Research 31* (1997): 339.
18. G. N. Jefferson, *U.S. Patent 5738766*, 1998.
19. D. Walker, *U.S. Patent 6145542*, 2000.
20. G. M. Graham and A. J. B. Hennessey, «Scale Inhibitor Surface Interactions Using Synchrotron Radiation Techniques» (paper presented at the Chemistry in the Oil Industry VIII, Royal Society of Chemistry, Manchester, UK, November 2003).
21. G. M. Graham, L. S. Boak, and K. S. Sorbie, «The Influence of Formation Calcium and Magnesium on the Effectiveness of Generically Different Barium Sulphate Oilfield Scale Inhibitors», *SPE 81825, SPE Production & Facilities 18*(1) (2003): 28.
22. W. H. Leung and G. H. Nancollas, «Nitrolotri (Methylenephosphonic Acid) Adsorption on Barium Sulfate Crystals and Its Influence on Crystal Growth», *Journal of Crystal Growth 44* (1978): 163.
23. M. B. Tomson, G. Fu, M. A. Watson, and A. T. Kan, «Mechanisms of Mineral Scale Inhibition», *SPE Production & Facilities 18*(3) (2003): 192.
24. J. F. Pardue and J. F. Kneller, *U.S. Patent 5018577*, 1991.
25. F. A. Devaux, J. H. Van Bree, T. N. Johnson, and P. P. Notte, *International Patent Application WO/2008/017338*.
26. M. Guzmán, Y. Liu, R. Konrad, and D. Franz, *International Patent Application WO/2007/125073*.

27. K. S. Sorbie and R. D. Gdanski, «A Complete Theory of Scale-Inhibitor Transport and Adsorption/Desorption in Squeeze Treatments», SPE 95088 (paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, UK, 11–12 May 2005).
28. E. J. Mackay and K. S. Sorbie, «An Evaluation of Simulation Techniques for Modelling Squeeze Treatments», SPE 56775 (paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, 3–6 October 1999).
29. H. A. Nasr-El-Din, J. D. Lynn, M. K. Hashem, and G. Bitar, «Field Application of a Novel Emulsified Scale Inhibitor System to Mitigate Calcium Carbonate Scale in a Low Temperature, Low Pressure Sandstone Reservoir in Saudi Arabia», SPE 77768 (paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, 29 September–2 October 2002).
30. I. R. Collins, P. D. Ravenscroft, and C. I. Bates, International Patent Application WO97/45625, 1997.
31. F. Leal-Calderon, V. Schmitt, and J. Bibette, *Emulsion Science: Basic Principles*, New York: Springer, 2007.
32. L. L. Schramm, *Emulsions, Foams and Suspensions: Fundamentals and Applications*, Weinheim: Wiley-VCH, 2005.
33. P. J. Breen, D. T. Wasan, Y.-H. Kim, A. D. Nikolov, and C. S. Shetty, *Emulsions and Emulsion Stability*, 2nd ed., Surfactant Science Series, ed. J. Sjöblom, New York: Marcel Dekker, 2005, 235.
34. S. Mukherjee and A. P. Kushnick, «Effect of Demulsifiers on Interfacial Properties Governing Crude Oil Demulsification», *Oilfield Chemistry — Enhanced Recovery and Production Stimulation*, ACS Symposium Series, eds. J. K. Borchardt and T. F. Yen, Washington, DC: American Chemical Society, 1989, 364.
35. D. Arla, A. Sinquin, C. Hurtevent, and C. Dicharry, «Acidic Crude Oil Emulsions: Influence of pH and Water Cut on the Type and Stability of Emulsions» (paper presented at the 7th International Conference on Petroleum Phase Behavior and Fouling, 25–29 June 2006).
36. M. Grutters, M. van Dijk, S. Dubey, R. Adamski, F. Gelin, and P. Cornelisse, «Asphaltene Induced W/O Emulsion: False or True?», *Journal of Dispersion Science and Technology* 28 (2007): 357.
37. (a) J. Czarnecki and K. Moran, *Energy Fuels*, 2005, 19, 2074; (b) J. Czarnecki, *Energy Fuels*, 2009, 23, 1253.
38. K. W. Smith, J. Miller, and L. W. Gatlin, U.S. Patent Application 20050049148, 2005.
39. R. Talingting-Pabalan, G. Woodward, M. Dahanayake, and H. Adam, International Patent Application WO/2009/023724.
40. (a) R. A. Rodriguez and S. J. Ubbels, «Understanding Naphthenate Salt Issues in Oil Production», *World Oil* 228(8) (2007): 143. (b) D. Arla, A. Sinquin, T. Palermo, C. Hurtevent, A. Graciaa, and C. Dicharry, «Influence of pH and Water Content on the Type and Stability of Acidic Crude Oil Emulsions», *Energy & Fuels* 21(3) (2007): 1337.
41. F. S. Manning and R. E. Thompson, *Oilfield Processing, Volume Two: Crude Oil*, Oklahoma City, OK: PennWell Publishing, 1995.
42. Petroleum Extension Service, *Treating Oilfield Emulsions*, 4th ed., Austin, TX: University of Texas at Austin, 1990.
43. R. Varadaraj, U.S. Patent Application 20030155307.
44. D. G. Nahmad, I. Kmiec, A. Nasir, and I. Udau, «X-O-T Technology for the Treatment of Crude Oil Emulsions SPE», SPE 115222 (paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 20–22 October 2008).
45. H. H. Kartchner, U.S. Patent 6086830, 2000.
46. G. Leopold, «Breaking Produced-Fluid and Process Stream Emulsions», in *Emulsions, Fundamentals and Applications in the Oil Industry*, ed. L. L. Schramm, Washington, DC: American Chemical Society, 1992, 341.
47. T. Balson, «The Unique Chemistry of Polyglycols», in *Chemistry in the Oil Industry VI*, Manchester, UK: Royal Society of Chemistry, 1998, 71–79.

48. P. D. Berger, C. Hsu, and J. P. Arendell, «Designing and Selecting Demulsifiers for Optimum Field Performance on the Basis of Production Fluid Characteristics», *SPE 16285, SPE Production Engineering* 3(6) (1988): 522.
49. K. Barthold, K. Oppenlaender, J. Lasowski, and R. Baur, U.S. Patent 4814394, 1989.
50. W. K. Stephenson and J. D. DeShazo, U.S. Patent 5205964, 1993.
51. D. Leinweber, M. Feustel, H. Grundner, and H. Freundl, International Patent Application WO/2003/102047.
52. Hoechst, British Patent 1213392, 1967.
53. R. S. Buriks, F. E. Mange, and P. M. Quinlan, U.S. Patent 3594393.
54. A. A. Peña, G. J. Hirasaki, and C. A. Miller, «Chemically Induced Destabilization of Water-in-Crude Oil Emulsions», *Industrial and Engineering Chemistry Research* 44 (2005): 1139.
55. B. Bruchmann, K.-H. Büchner, M. Guzmán, G. Brodt, and S. Frenzel, International Patent Application WO2006084816.
56. D. A. Tomalia and J. R. Dewald, U.S. Patent 4507466, 1985.
57. G. R. Killat, J. R. Conklin, U.S. Patent 4448708, 1984.
58. L. R. Wilson and J. R. Conklin, U.S. Patent 4457860, 1984.
59. W. K. Stephenson, U.S. Patent 4968449, 1990.
60. J. Palmer, W. Hedges, and J. Dawson, eds., *Working Party Report on the Use of Corrosion Inhibitors in Oil and Gas Production*, EFC39 (European Federation of Corrosion), Maney, 2004.
61. (a) V. S. Sastri, *Corrosion Inhibitors: Principles and Applications*, Chichester, UK: Wiley, 1998. (b) I. L. Rosenfeld, *Corrosion Inhibitors*, Moscow: M. Khimia Publisher, 1977.
62. A. H. Schroeder, T. A. Ching, S. Suzuki, and K. Katsumoto, International Patent Application WO/1988/005039.
63. (a) A. Naraghi, U.S. Patent 5611991, 1997. (b) A. Naraghi and N. Grahmann, U.S. Patent 5611992, 1997.
64. A. Naraghi and P. Prince, International Patent Application WO/1997/008264.
65. M. Feustel and P. Klug, U.S. Patent 6372918, 2002.
66. S. Ramachandran, Y. S. Ahn, M. Greaves, V. Jovancicevic, and J. Bassett, «Development of High Temperature, High Pressure Corrosion Inhibitors», Paper 6377 (paper presented at the NACE CORROSION Conference, 2006).
67. H. Chen, T. Hong, and W. P. Jepson, «High Temperature Corrosion Inhibition Performance of Imidazoline and Amide», Paper 35 (paper presented at the NACE CORROSION Conference, 2000).
68. S. Kanwar and P. Eaton, International Patent Application WO/1997/007176.
69. D. Darling and R. Rakshpal, «Green Chemistry Applied to Scale Inhibitors», *Materials Performance* 37 (1998): 42.
70. V. Jovancicevic, Y. S. Ahn, J. Dougherty, and B. Alink, «CO<sub>2</sub> Corrosion Inhibition by Sulfur-Containing Organic Compounds», Paper 7 (paper presented at the NACE CORROSION Conference, 2000).
71. *Hydrogen Sulfide in Production Operations (Petroleum)*, 2nd ed., Austin, TX: University of Texas at Austin, 1996.
72. (a) P. Mougín, V. Lamoureux-Var, A. Bariteau, and A. Y. Huc, *Journal of Petroleum Science and Technology* 58 (2007): 413. (b) R. H. Worden, P. C. Smalley, and M. M. Cross, «The Influence of Rock Fabric and Mineralogy on Thermochemical Sulfate Reduction: Khuff Formation, Abu Dhabi», *Journal of Sediment Research* 70 (2000): 1210–1211.
73. (a) E. D. Berger, I. Vance, G. F. Gammack, and S. E. Duncan, *The 5th International Conference on Microbial Enhanced Oil Recovery and Related Biotechnology for Solving Environmental Problems*, sponsored by U.S. DOE, 1995. (b) D. O. Hitzman and D. M. Dennis, «New Technology for Prevention of Sour Oil and Gas», SPE 37908 (paper presented at the SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, Dallas, TX, 3–5 March 1997).



74. E. A. Morris, R. Gomez, and R. Peterson, «Application of Chemical and Microbiological Data for Sulfide Control», SPE 52705 (paper presented at the SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference, Austin, TX, 1–3 March 1999).
75. J. F. D. Scott, «Modern Concepts of Chemical Treatment for the Control of Microbially-Induced Corrosion in Oilfield Water Systems», Proceedings of Chemistry in the Oil Industry IX Symposium, 31 October–2 November 2005, Manchester, UK: Royal Society of Chemistry Publications.
76. C. Hubert, G. Voordouw, M. Nemati, and G. E. Jenneman, «Is Souring and Corrosion by Sulfate-Reducing Bacteria in Oil Fields Reduced More Efficiently by Nitrate or by Nitrate?», Paper 04762 (paper presented at the NACE CORROSION Conference, 2004).
77. P. A. Lapointe, M. A. Muhsin, and A. F. Maurin, «Microbial Corrosion and Biologically Induced New Products: Example from a Seawater Injection System», Umm Shaif Field, UAE, SPE 21367 (paper presented at the SPE Middle East Oil Show, Bahrain, 16–19 November 1991).
78. F. Akersburg, F. Bak, and F. Widdel, «Anaerobic Oxidation of Saturated Hydrocarbons to CO<sub>2</sub> by a New Type of Sulfate-Reducing Bacterium», Archives of Microbiology, Feb 1991.
79. H. Beller, P. Spormann, and J. Cole, «Isolation and Characterization of a Novel Toluene-Degrading Sulfate-Reducing Bacterium», Applied and Environmental Microbiology 62 (1996): 1188.
80. J. E. McElhiney, International Patent Application WO/2007/106691.
81. T. K. Haack, E. S. Lashen, and D. E. Greenly, Developments in Industrial Microbiology (Journal of Industrial Microbiology Suppl. 3) (1988): 247.
82. T. K. Haack, D. E. Greenley, U.S. Patent 5026491, 1991.
83. S. Maxwell, «Controlling Corrosive Biofilms by the Application of Biocides», SPE 93172 (paper presented at the SPE International Symposium on Oilfield Corrosion, Aberdeen, UK, 13 May 2005).
84. P. R. Hart and M. J. Brown, U.S. Patent 5484488, 1996
85. D. W. Jennings, U.S. Patent Application 20040058827.
86. S. M. Bucaram, «An Improved Paraffin Inhibitor», Journal of Petroleum Technology 19(2) (1967): 150.
87. J. F. Tinsley, R. K. Prud'homme, X. Guo, D. H. Adamson, S. Callahan, D. Amin, S. Shao, R. M. Kriegel, and R. Saini, «Novel Laboratory Cell for Fundamental Studies of the Effect of Polymer Additives on Wax Deposition from Model Crude Oils», Energy & Fuels 21(3) (2007): 1301.
88. (a) A. L. C. Machado, E. F. Lucas, and G. Gonzalez, «Poly(Ethylene-co-Vinyl Acetate) (EVA) as Wax Inhibitor of a Brazilian Crude Oil: Oil Viscosity, Pour Point and Phase Behavior of Organic Solutions», Journal of Petroleum Science and Engineering 32 (2001): 159. (b) E. Marie, Y. Chevalier, F. Eydoux, L. Germanaud, and P. Flores, «Control of n-Alkanes Crystallization by Ethylene-Vinyl Acetate Copolymers», Journal of Colloid Interface Science 290 (2005): 406.
89. C. J. Dorer Jr. and K. Hayashi, U.S. Patent 4623684, 1986.
90. D. Chanda, A. Sarmah, A. Borthakur, K. V. Rao, B. Subrahmanyam, and H. C. Das, Combined Effect of Asphaltenes and Flow Improvers on the Rheological Behavior of Indian Waxy Crude Oil, Fuel 77 (1998): 1163.
91. V. A. Adewusi, «An Improved Inhibition of Paraffin Deposition from Waxy Crudes», Petroleum Science and Technology 16 (1998): 953.
92. E. Barthell, A. Capelle, M. Chmelir, and K. Dahmen, U.S. Patent 4663491, 1987.
93. A. O. Patil, S. Zushma, E. Berluche, and M. Varma-Nair, U.S. Patent 6444784, 2002.
94. D. J. Martella and J. J. Jaruzelski, European Patent EP0311452, 1989.

## **Глава 5 РАЗВИТИЕ МЕХАНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ**

В России магистральный нефтепроводный транспорт продолжает оставаться главным связующим звеном топливно-энергетического комплекса. Ключевыми задачами, стоящими перед отраслью, являются обеспечение стабильной доставки нефти потребителям внутри страны и за рубеж, развитие и обеспечение надежной работы нефтепроводной системы. Эффективное решение этих задач во многом определяется технологическим уровнем операций по обеспечению транспортировки нефти.

Надежная эксплуатация нефтепроводов является важной задачей, и к настоящему времени в ОАО «АК «Транснефть» накоплен значительный опыт строительства и эксплуатации магистральных нефтепроводов. Современный период характеризуется новыми объективными условиями работы нефтепроводного транспорта. Важными задачами являются обеспечение необходимой пропускной способности без существенных капитальных вложений, а также повышение надежности существующих нефтепроводов, в т.ч. имеющих значительный срок эксплуатации, с минимальными экономическими затратами. Требуется качественно новый уровень применяемых технологий, оборудования и материалов. Решение этих задач возможно только при создании инновационного технологического уровня магистрального нефтепроводного транспорта.

Достижение высокого технологического уровня эксплуатации должно послужить повышению надежности системы магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, экологической безопасности производственных объектов нефтепроводной системы и технических характеристик оборудования и технологий уровня мирового класса.

Уровень разрабатываемых и применяемых технологий, материалов и оборудования будет определять возможность работы нефтепроводов в новых условиях, а также техническую оснащенность и надежность магистрального нефтепроводного транспорта на период до 2020 года.

Целью разработки является формирование перспективных тематик НИОКР и предложений по внедрению новых технологий, оборудования и материалов по годам до 2020 года включительно.

Областью проведения научных исследований является:

- поиск новых технологий, оборудования и материалов для повышения эффективности производственной деятельности;

- комплексный анализ перспективных направлений исследований и разработок с целью формирования предложений в план НИОКР и предложений по внедрению новых технологий, оборудования и материалов (далее внедрение) на 2014 год и последующие годы (до 2020 года).

Областью применения разработки является комплексный анализ перспективных направлений исследований и разработок в части подготовки новых тематик НИОКР и предложений по внедрению новых технологий, оборудования и материалов.

Рассмотрены и проанализированы:

- Развитие механо-технологического оборудования.
- Развитие оборудования и технологий эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов.
- Развитие оборудования и технологий эксплуатации резервуарных парков.

**5.1 Научно-технические сведения, использованные при выполнении НИР по направлению «Развитие механо-технологического оборудования», предложенные по результатам выполнения НИР**

Использованные сведения об актуальных проблемных вопросах производственной деятельности по направлению «Развитие механо-технологического оборудования»

Таблица 5.1 – Сведения, полученные по итогам участия и анализа материалов выставочно-конгрессных мероприятий

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи	Россия 2009	Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи	Перспективные технологии решения транспортных задач ОАО «Газпром», основание на использовании передовой отечественной техники. В.Г. Рахманько, Р.И. Жирный.	Сведения отсутствуют	1.6.1	УДК 628.545.2:66.013:621.5 1 Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи, том 19

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
2.	66-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2012»	Россия 2012	Проектирование сооружения и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	А.Э. Ахиярtdинов Система перепуска жидкости из линии нагнетания в линию всасывания насоса как средство защиты трубопровода от гидроударных процессов.	Сведения отсутствуют	1.6.2.12	Сборник тезисов 66-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2012»

Продолжение таблицы 5.1

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
3.	66-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2012»	Россия 2012	Проектирование сооружения и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	Г.Н. Ледовский О защите оборудования нефтеперекачивающих станций от гидравлического удара	Сведения отсутствуют	1.6.2.12	Сборник тезисов 66-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2012»

Продолжение таблицы 5.1

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
4.	66-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2012»	Россия 2012	Проектирование сооружения и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	Р.И. Сафаргалин, А.А. Горшкова Инновационные решения при проектировании нефтеперекачивающих станций	Сведения отсутствуют	1.6.2.12	Сборник тезисов 66-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2012»

Продолжение таблицы 5.1

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
5.	3-я Научная конференция молодых учёных «Актуальные проблемы науки и техники»	Россия 2011	Проектирование сооружения и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	Перспективы использования ГТУ на нефтепроводах	Сведения отсутствуют	1.6.2.12	Сборник трудов III научной конференции молодых учёных «Актуальные проблемы науки и техники»



Продолжение таблицы 5.1

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
6.	Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи	Россия 2009	Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи	Опыт эксплуатации комплекса по врезкам под давлением, А.Н. Денисов ООО «Газпром трансгаз Москва»	Сведения отсутствуют	1.6.2.8.5	УДК 628.545.2:66.013:621.5 1 Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи, том 19

Продолжение таблицы 5.1

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
7.	65-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2011»	Россия 2012	Проектирование сооружения и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	А.И. Уруджев Количественная оценка технического состояния подшипников качения	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5	Сборник тезисов 65-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2011»

Перспективными разработками являются применение газотурбинных установок на насосных станциях нефтепроводов. При наличии доступной системы газоснабжения, нефтеперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом могут эффективно конкурировать даже в районах с дешевой электроэнергией. В районах, где отсутствует централизованное электроснабжение, применение насосных агрегатов с газотурбинным приводом выходит на первый план.

Известно, что подобная практика существует за рубежом. Газотурбинные установки достаточно широко применяются (хотя и не имеют доминирующего значения) на крупных нефтепроводах в Алжире, Ираке, Иране, Канаде, Саудовской Аравии, США (на Аляске).

Примером использования газотурбинного привода в России является нефтепровод в рамках проекта «Сахалин-2». По заказу «SakhalinEnergyInvestmentCompanyLtd.» (SEIC) ОАО «Авиадвигатель» разработал и изготовил два газотурбинных насосных агрегата ГТНА «Урал-6000» для перекачки сырой нефти. Выбор газотурбинного привода определило наличие в сахалинском проекте параллельных ниток нефтепровода и газопровода и отсутствие системы централизованного электроснабжения. Так как на территории Приморского края нефтепровод и газопровод на многих участках идут параллельно и в одном технологическом коридоре, то экономически целесообразней подключить насосы нефтеперекачивающей станции №38 к газотурбинному приводу.

При замене электропривода на газотурбинный появляется возможность увеличения числа оборотов насосного агрегата, так как ротор электродвигателя развивает частоту вращения равную 3000 об/мин, а частота вращения выходного вала газотурбинного двигателя может достигать значения более 10000 об/мин.

Необходимы разработки по переводу насосных станций на газотурбинный привод, а также создание методики технико-экономического расчета такого перевода.

Активно ведутся разработки в области совершенствования систем сглаживания волн давления. Для повышения эффективности ССВД необходимо дальнейшее развитие теории неустановившегося движения жидкости и ее приложения к вопросам защиты от гидравлического удара. Особую важность приобретет разработка этой темы применительно к неустановившемуся движению нефтей со сложными реологическими свойствами.

Исследуются способы повышения надежности насосных агрегатов за счет применения инновационных подшипников качения. Перспективным направлением в этой области является использование современных достижений триботехники, в частности эффекта безизносности.

Разрабатываются новые методы и способы производства врезок под давлением. Врезка под давлением позволяет не прерывая технологического процесса выполнить присоединение дополнительного трубопровода, что увеличивает эффективность работы магистрального нефтепровода. При принятии решения по производству работ по врезки под давлением необходимо провести экономическое обоснование производства работ.

Таблица 5.2 – Сведения, полученные по итогам анализа периодических изданий и специализированных ресурсов сети Интернет

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.	Интернет	Новости приводной техники. Анализ приводов ООО «КАНТ»	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5.4	<a href="http://www.privod-news.ru/may_03/25-6.htm">http://www.privod-news.ru/may_03/25-6.htm</a>
2.	Интернет	И.А. Флегентов, А.В. Кулешов, Ю.Б. Михеев. Передвижная контейнерная установка ПНУ 120/300  Патент на полезную модель №117988 «Передвижная контейнерная насосная установка»	Сведения отсутствуют	1.6.1.1.1	Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов №3 2012г.

Продолжение таблицы 5.2

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
3.	Интернет	Проектирование, производство, сервисное обслуживание герметичных центробежных насосов агрегатов (ООО «Гидромос»)	Сведения отсутствуют	1.6.2.12	Нефтегаз Экспо материалы, оборудование, проектирование, услуги Стр. 24-26
4.	Интернет	ООО «ДайлКорИнтернешнл»	Сведения отсутствуют	1.6.2.12	Нефтегаз Экспо материалы, оборудование, проектирование, услуги Стр. 27-29

Продолжение таблицы 5.2

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
5.	Интернет	Шиберная задвижка (Патент RU 2111399) Акционерная компания «Корвет»	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/211/2111399.html">http://www.findpatent.ru/patent/211/2111399.html</a>
6.	Интернет	Шиберная задвижка ООО «ПромАрм»	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.1	<a href="http://www.promarm.ru/gate_valves/shibernye_dlya_fontannoy_armatury">http://www.promarm.ru/gate_valves/shibernye_dlya_fontannoy_armatury</a>
7.	Интернет	Шаровой кран (Патент RU 2113645) Товарищество с ограниченной ответственностью «ТЕКСКОМП-КИТЭМА»	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/211/2113645.html">http://www.findpatent.ru/patent/211/2113645.html</a>

Продолжение таблицы 5.2

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
8.	Интернет	Задвижки Клиновые и Шиберные. Аналитика.	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.1	<a href="http://www.energoportal.ru/articles/zadvizhki-klinovye-i-shibernye-1194.html">http://www.energoportal.ru/articles/zadvizhki-klinovye-i-shibernye-1194.html</a>
9.	Интернет	Шиберные задвижки. Преимущества и недостатки. ООО «Петербургская инженерная компания»	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.1	<a href="http://spb-pik.ru/shibernye-zadvizhki">http://spb-pik.ru/shibernye-zadvizhki</a>
10.	Интернет	Задвижки клиновые, ООО Торговый дом «НЗИТО»	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.2	<a href="http://nzito.ru/katalog-produktsii/zadvizhki-klinovyye">http://nzito.ru/katalog-produktsii/zadvizhki-klinovyye</a>



Продолжение таблицы 5.2

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
11.	Интернет	Задвижки клиновые, стальные, чугунные и с задвижка с обрешиненным клином.	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.2	<a href="http://comsy.ru/productio&lt;br/&gt;n/klinovye_zadvizhki/">http://comsy.ru/productio n/klinovye_zadvizhki/</a>
12.	Интернет	Клапан (затвор) обратный 19с47нж как необходимая защита трубопровода от гидравлического удара, ООО «ТД«Сантехкомплект»	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.3	<a href="http://stk-&lt;br/&gt;penza.ru/index.php?did=&lt;br/&gt;14">http://stk- penza.ru/index.php?did= 14</a>
13.	Интернет	ОАО «АК «Корвет» Затвор обратный поворотный (варианты) (RU 2295085):	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.3	<a href="http://www.findpatent.ru/&lt;br/&gt;patent/229/2295085.html">http://www.findpatent.ru/ patent/229/2295085.html</a>

Продолжение таблицы 5.2

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
14.	Интернет	ЗАО «Арматурная Компания «ФО-БОС»	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.2.1	<a href="http://fobosarm.ru/products/catalog/reg-ball-valves.html">http://fobosarm.ru/products/catalog/reg-ball-valves.html</a>
15.	Интернет	Устройство для врезки отвода в действующий трубопровод (патент №: 2170874)	Сведения отсутствуют	1.6.2.8.5	<a href="http://bankpatentov.ru/node/134158">http://bankpatentov.ru/node/134158</a>
16.	Интернет	<a href="#">А.П. Андреев</a> , Ю.С. <a href="#">Панчева</a> , В.П. <a href="#">Ермолаев</a> , Г.Ю. <a href="#">Панчева</a>	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.2.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/228/2285176.html">http://www.findpatent.ru/patent/228/2285176.html</a>

Продолжение таблицы 5.2

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
17.	Интернет	ЛУНДКВИСТ Пер, НАФ АБ Устройство для уменьшения кавитации в клапане и способ улучшения шумовых характеристик клапана (Патент RU 2219404)	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.2.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/221/2219404.html">http://www.findpatent.ru/patent/221/2219404.html</a>
18.	Интернет	А.А. Строганов, Л.О. Шешин Гидропневматический аккумулятор со сжимаемым регенератором (RU 2383785)	Сведения отсутствуют	1.6.2.13.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/238/2383785.html">http://www.findpatent.ru/patent/238/2383785.html</a>
19.	Интернет	А.А. Строганов Гидропневматический аккумулятор с гибким пористым наполнителем (RU 2382913):	Сведения отсутствуют	1.6.2.13.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/238/2382913.html">http://www.findpatent.ru/patent/238/2382913.html</a>

Разрабатываются новые передвижные насосные установки, которые могут быть использованы при освобождении и закачки нефтепровода с применением любого вида транспорта.

Основным направлением в области прогнозирования остаточного ресурса насосно-силовых агрегатов является совершенствование методик технического диагностирования. Особое внимание уделяется таким методам диагностирования как: визуальный и измерительный контроль, ультразвуковая толщинометрия, ультразвуковой контроль.

Особое внимание следует уделить в области прогнозирования остаточного ресурса развитию и внедрению методов вибро- и трибодиагностики насосного оборудования.

Основным направлением в области технического диагностирования запорно-регулирующего оборудования является совершенствование методик: визуальный и измерительный контроль арматуры и ее элементов, акустико-эмиссионный метод контроля, метод магнитометрического контроля, метод капиллярного контроля, метод магнитопорошкового контроля, метод ультразвуковой дефектоскопии, метод ультразвуковой толщинометрии, метод радиографического контроля, измерение твердости металла.

Разрабатываются отечественные образцы оборудования для производства работ по врезки под давлением и перекрытия полости трубопровода.

Исследуются новые образцы запорно-регулирующего оборудования.

Таблица 5.3 – Сведения, полученные по итогам анализа материалов научно-технических библиотек и архивов (в т.ч. их БД)

№ п/п	Наименование источника (библиотека, архив)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.	Библиотека РГУ им. И.М. Губкина	А.Л. Чекалкин, Д.С. Гурьянов ОАО «Северные магистральные нефтепроводы» «Повышение надежности работы пункта подогрева нефти НПС «Чикшино»	Сведения отсутствуют	1.2.14	Журнал «Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов» УДК 622.692.4.058
2.	Библиотека РГУ им. И.М. Губкина	Скоростной подогрев нефти – будущее в ваших руках	Сведения отсутствуют	1.2.14	Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ» / №9 / сентябрь 2011г /
3.	Библиотека РГУ им. И.М. Губкина	Предотвращение АСПО в НКТ скважин с использованием установок нагрева нефти марки УНН-800-100-У1	Сведения отсутствуют	1.2.14	Журнал «Инженерная практика» / №1 2012 г. /

Продолжение таблицы 5.3

№ п/п	Наименование источника (библиотека, архив)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
4.	Библиотека РГУ им. И.М. Губкина	<i>Л.В. Осетков, И.Ю. Виноградов, Ю.Н. Коломиец</i>	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1.1	Журнал «Энергослужба предприятия» N 3 (15) – Июнь 2005
5.	Библиотека РГУ им. И.М. Губкина	В.Е. Бахарева, А.В. Анисимов, В.С. Богун. Подшипники скольжения из антифрикционных углепластиков для арматуры трубопроводов, центробежных насосов ТЭК и насосов энергетических установок	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5.3	Журнал «Экспозиция нефть и газ»

Продолжение таблицы 5.3

№ п/п	Наименование источника (библиотека, архив)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формирова- нии новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Ссылка на полу- ченные материалы (прило- жение)
1	2	3	4	5	6
6.	Библиотека РГУ им. И.М. Губкина	А. В. Таничев, В. В. Дурыманов, К. Р. Ишбулатова, А. Г. Степанов «ГТУ Siemens для Кас- пийского трубопроводного консорциума: новые агрегаты и фирменный сервис»	Сведения отсутствуют	1.6.2.12	Турбины и дизели №3 2013 г.

Рассматриваются способы расчета количества нагреваемой нефти, диаметра регулирующей заслонки и экономической эффективности для обеспечения надежной и бесперебойной работы пункта подогрева нефти. Необходимо широкое внедрение методов расчета неизотермического течения нефти с учетом возможного отклонения ее свойств от ньютоновских. С этой целью необходимо проведение НИР теоретического и экспериментального направлений.

Исследуются методы борьбы с АСПО и гидратами, функциональные и конструктивные особенности, опыт и основные результаты внедрения УНН-800-100-У1.

Рассмотреть способы проведения модернизации насосов, повышающей их эксплуатационные характеристики, показатели надежности и снижающей трудоемкость производства работ за счет внедрения подшипников скольжения из антифрикционных углепластиков, центробежных насосов. Кроме того подшипники скольжения из углепластиков могут применяться в запорно-регулирующей арматуре. Таким образом намечается тенденция отказа от подшипников из металла в пользу подшипников из углепластика.



Таблица 5.4 – Сведения, полученные по результатам проработки и анализа зарубежного и отечественного опыта в нефтегазовой отрасли

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
<b>Зарубежные организации</b>					
1.1	Инжиниринговая компания ENCE GmbH, Международная компания	Печи подогрева нефти для НПС магистральных нефтепроводов.	Сведения отсутствуют	1.2.14	<a href="http://www.oil-heating.ru/oil_heating_station.php">http://www.oil-heating.ru/oil_heating_station.php</a>
1.2.	ООО «Эйч Эм Групп», Международная компания	Производство и реализация подшипников скольжения	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5.3	<a href="http://www.gidmash.ru">www.gidmash.ru</a>
1.3.	ООО «Турбомаш», Украина	Муфты упругие пластинчатые типа МСК	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5.4	<a href="http://turbomash.sumy.ua/index.php?newsid">http://turbomash.sumy.ua/index.php?newsid</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.4.	ООО «Харьковтурбомаш»	Гидроциклонные сепараторы марки ГЦС	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5.5	<a href="http://71237.ua.all.biz/gidroclonnye-separatory-marki-gcs-prednaznachenye-g864485">http://71237.ua.all.biz/gidroclonnye-separatory-marki-gcs-prednaznachenye-g864485</a>
1.5.	T.D.Williamson	Устройство для врезки отвода в действующий трубопровод	Сведения отсутствуют	1.6.2.8.5	<a href="http://www.tdwilliamson.com/ru/Products/DrillingTappingMachines/Pages/Home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/ru/Products/DrillingTappingMachines/Pages/Home.aspx</a>
1.6.	Фирма LDM	Основные Технические Характеристики Регулирующих Клапанов	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.2.1	<a href="http://ldmvalves.ru/Technicheskie_harakteristiki/Tehnicheskie_harakteristiki_reguliruyushego_klapana.html">http://ldmvalves.ru/Technicheskie_harakteristiki/Tehnicheskie_harakteristiki_reguliruyushego_klapana.html</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.7.	GeneralElectricCompany, США	Приводыдлянефтянойигазовойпромышленности (Drive solutions for oil and gas industry)	Сведения отсутствуют	1.6.2.5.7.	<a href="http://www.ge-energy.com/about/oil_and_gas.jsp">http://www.ge-energy.com/about/oil_and_gas.jsp</a> Брошюра: <a href="http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/tmg_220_oil_gas_2009_final_low_res_1291392400.pdf">http://www.ge-energy.com/content/multimedia/_files/downloads/tmg_220_oil_gas_2009_final_low_res_1291392400.pdf</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.8.	BaldorElectricCompany, США	Промышленные электрические двигатели и приводы (IndustrialElectricalMotorsandDrives)	Сведения отсутствуют	1.6.2.5.7.	<a href="http://www.baldor.com/products/default.asp">http://www.baldor.com/products/default.asp</a> Брошюра: <a href="http://www.baldor.com/support/Literature/Load.ashx/BR454?LitNumber=BR454">http://www.baldor.com/support/Literature/Load.ashx/BR454?LitNumber=BR454</a>
1.9.	ShenzhenGozukCo., Китай	Частотно-регулируемые приводы (Variablefrequencydrive)	Сведения отсутствуют	1.6.2.5.7.	<a href="http://www.vfds.in/vfd.html">http://www.vfds.in/vfd.html</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.10.	KSB Aktiengesellschaft, Германия	Использование потенциала энергосбережения насосов благодаря дооснащению насосов частотным преобразователем PumpDrive	Сведения отсутствуют	1.6.2.5.7.	<a href="http://www.ksb.com/ksb-ru/Products_and_Services/Automation/Retrofits">http://www.ksb.com/ksb-ru/Products_and_Services/Automation/Retrofits</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.11.	RockwellAutomation, США	Экономия энергии с частотно-регулируемыми приводами (EnergySavingswithVariableFrequencyDrives)	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1	<a href="http://oilandgas.rockwellautomation.com/en/products-and-solutions/control/">http://oilandgas.rockwellautomation.com/en/products-and-solutions/control/</a> Брошюра: <a href="http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/ar/7000-ar002_-en-p.pdf">http://literature.rockwellautomation.com/idc/groups/literature/documents/ar/7000-ar002_-en-p.pdf</a>
1.12.	VDT Industrie Automation GmbH, Германия	Эффективность применения регулируемого электропривода (Технико-экономический обзор)	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1	<a href="http://www.vdt-automation.de/files/energy_saving-tech-eco-brochure.pdf">http://www.vdt-automation.de/files/energy_saving-tech-eco-brochure.pdf</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.13.	АО «ВИПОМ», Болгария	Центробежные насосы двухстороннего входа	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1	<a href="http://www.vipom.ru/pumps3.shtml">http://www.vipom.ru/pumps3.shtml</a>
1.14.	АО «ВИПОМ», Болгария	Насосы для дизельного топлива Серия 12ЕСГ18	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1	<a href="http://www.vipom.ru/p1_7.shtml">http://www.vipom.ru/p1_7.shtml</a>
1.15.	АО «ВИПОМ», Болгария	Многоступенчатые насосы Серия МТР	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1	<a href="http://www.vipom.ru/p1_3.shtml">http://www.vipom.ru/p1_3.shtml</a>
1.16.	Erich NETZSCH GmbH & Co. Holding KG, Германия	Винтовые высоконапорные насосы – насосы для ППД, магистральные насосы	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1	<a href="http://www.netzsch.ru/pumps/ovil/vnap.php">http://www.netzsch.ru/pumps/ovil/vnap.php</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.17.	BornemannPumps (Германия), представитель в России «TexasNaftaIndustries, Inc.»	Винтовые насосы с наружными подшипниками	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1	<a href="http://bornemannpumps.ru/index.php?option=com_content&amp;view=article&amp;id=51&amp;Itemid=57">http://bornemannpumps.ru/index.php?option=com_content&amp;view=article&amp;id=51&amp;Itemid=57</a>
<b>Отечественные организации</b>					
2.1.	ПГ «Генерация», Россия	Автоматизированный комплекс подогрева нефти АКПН	Сведения отсутствуют	1.2.14	<a href="http://www.generation-ngo.ru/nagrev_nefti/pryamoy/akpn">http://www.generation-ngo.ru/nagrev_nefti/pryamoy/akpn</a>
2.2.	ПИЦМАШСЕРВИС, Россия	Электронасосы серии ОНЦ1	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1.1	<a href="http://www.pmserv.com/catalog/4/9">http://www.pmserv.com/catalog/4/9</a>



Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.3	<b>ЗАО «ГИДРОМАШ-СЕРВИС», Россия</b>	Насосы нефтяные магистральные типа НМ 10000-380-2 и агрегаты электронасосные на их основе	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1.1	<a href="http://www.hms.ru/pumps_catalog/?SECTION_ID=686&amp;ELEMENT_ID=3084#">http://www.hms.ru/pumps_catalog/?SECTION_ID=686&amp;ELEMENT_ID=3084#</a>
2.4.	<b>ЗАО «ГИДРОМАШ-СЕРВИС», Россия</b>	Агрегаты электронасосные нефтяные подпорные вертикальные типа НПВ	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.1.1	<a href="http://www.hms.ru/pumps_catalog/?SECTION_ID=299&amp;ELEMENT_ID=656">http://www.hms.ru/pumps_catalog/?SECTION_ID=299&amp;ELEMENT_ID=656</a>
2.5.	ЗАО «ТРЭМ Инжиниринг», Россия	Преимущества торцовые уплотнения серии 50	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5.2	<a href="http://www.tremseals.com/ru/products/mechanical-seals/50-series-high-pressure-seal">http://www.tremseals.com/ru/products/mechanical-seals/50-series-high-pressure-seal</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.6.	ООО «Энергопроект», Россия	Краткое описание модернизация муфты	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5.4	<a href="http://www.energopro.ru/upgrade_clutch.html">http://www.energopro.ru/upgrade_clutch.html</a>
2.7.	Торговый дом «Машпромснаб», Россия	Сепаратор очистки минеральных масел и дизельных топлив ТМЦП-3	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5.5	<a href="http://www.mashpromsnab.ru/44/273.html">http://www.mashpromsnab.ru/44/273.html</a>
2.8.	ООО НПК «Инноватор»	Абразивноустойчивые щелевые уплотнения для центробежных насосов	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5.6	<a href="http://innovator.ua/zapas/abrazivnyy.html">http://innovator.ua/zapas/abrazivnyy.html</a>
2.9.	ООО «КапСтройТраст»	Оборудование для бестраншейного строительства тоннелей и трубопроводов.	Сведения отсутствуют		Каталог предприятия

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.10.	ООО «НАСОСЫ АМПИКА»	Основные уплотнения вала насосов	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2.5.7	<a href="http://www.ampika.ru/uplotneniya_vala_nasosa.html">http://www.ampika.ru/uplotneniya_vala_nasosa.html</a>
2.11.	ЗАО Научно-производственная фирма «Центральное конструкторское бюро арматуростроения»	Шиберная задвижка (Патент RU 2342579):	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/234/2342579.html">http://www.findpatent.ru/patent/234/2342579.html</a>
2.12.	ООО «ИКАР» Курганский завод трубопроводной арматуры	Затвор задвижки клиновой и способ его сборки (Патент RU 2151938)	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/215/2151938.html">http://www.findpatent.ru/patent/215/2151938.html</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.13.	ООО «ИКАР» Курганский завод трубопроводной арматуры	Задвижка клиновая (Патент RU 2207467):	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/220/2207467.html">http://www.findpatent.ru/patent/220/2207467.html</a>
2.14.	ООО «ИКАР» Курганский завод трубопроводной арматуры	Многоходовое переключающее запорное устройство (Патент RU 2158868):	Сведения отсутствуют	1.6.2.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/215/2158868.html">http://www.findpatent.ru/patent/215/2158868.html</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.15.	ООО «НТП Трубопровод»	Проблемы расчета и выбора предохранительных клапанов. А.А. Шаталов, Н.А. Хапонен, А.З. Миркин, Л.Б. Корельштейн	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.5	<a href="http://www.truboprovod.ru/articles/statya_pred.shtml">http://www.truboprovod.ru/articles/statya_pred.shtml</a>
2.16.	ОАО «Сургутнефтегаз»	Устройство для врезки отвода в действующий трубопровод (Патент RU 2221959):	Сведения отсутствуют	1.6.2.8.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/222/2221959.html">http://www.findpatent.ru/patent/222/2221959.html</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.17.	ЗАО «Механик»	Устройство для врезки в напорный трубопровод (Патент RU 2155295):	Сведения отсутствуют	1.6.2.8.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/215/2155295.html">http://www.findpatent.ru/patent/215/2155295.html</a>
2.18.	ЗАО «Гомский завод электроприводов»	Устройство для вырезания отверстия в трубопроводе, находящемся под давлением (Патент RU 2149736):	Сведения отсутствуют	1.6.2.8.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/214/2149736.html">http://www.findpatent.ru/patent/214/2149736.html</a>
2.19.	ЗАО «Гомский завод электроприводов»	Устройство для вырезания отверстия в действующем трубопроводе (Патент RU 2148478):	Сведения отсутствуют	1.6.2.8.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/214/2148478.html">http://www.findpatent.ru/patent/214/2148478.html</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.20.	ЗАО «Арматурная Компания «ФОБОС»	Краны шаровые регулирующие	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.2.1	<a href="http://fobosarm.ru/products/catalog/reg-ball-valves.html">http://fobosarm.ru/products/catalog/reg-ball-valves.html</a>
2.21.	Группа компаний «Газ-прибор»	Линейный регулирующий шаровой кран NAVALTRIM	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.2.1	<a href="http://www.gazpribor.com/staln_shar_krany/eeiaeiue_eaooeeotuee_oaeiaie_eesai_navaltrim.html">http://www.gazpribor.com/staln_shar_krany/eeiaeiue_eaooeeotuee_oaeiaie_eesai_navaltrim.html</a>
2.22.	ООО «ПромАрм»	Клапаны регулирующие	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.2.2	<a href="http://www.promarm.ru/valves/control_valve">http://www.promarm.ru/valves/control_valve</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.23.	Группа Компаний «Интерарм»	Затворы поворотные Дисковые Регулирующие Модернизированные ВА 99015М	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.2.3	<a href="http://www.interarm.ru/catalog/zatvory-diskovye-povorotnye/zatvory-povorotnye-diskovye-regulirujuschie-modernizirovannye">http://www.interarm.ru/catalog/zatvory-diskovye-povorotnye/zatvory-povorotnye-diskovye-regulirujuschie-modernizirovannye</a>
2.24.	<b>ОАО «Бологовский Арматурный завод»</b>	<b>Затвор запорно-регулирующий поворотный дисковый</b>	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.2.3	<a href="http://bolarm.ru/catalog/category/zatvory-diskovye/">http://bolarm.ru/catalog/category/zatvory-diskovye/</a>
2.25.	Компания «Прима Сервис М»	Клапаны Предохранительные прямого Действия типа 15с	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.4.1	<a href="http://www.primacm.mpi.ru/page973.html">http://www.primacm.mpi.ru/page973.html</a>



Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.26.	ЗАО «Пензенский завод трубопроводной арматуры»	Клапан с пневматическим управлением DP17R	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.4.3	<a href="http://www.grant-k.ru/regulyator-davleniya-posle-sebya-so-vstroennym-impulsnym-mehanizmom-kv-do-63-m3-ch/">http://www.grant-k.ru/regulyator-davleniya-posle-sebya-so-vstroennym-impulsnym-mehanizmom-kv-do-63-m3-ch/</a>
2.27.	<b>ЗАО «ГИДРОМАШ-СЕРВИС»</b>	Насос откачки утечек	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2	<a href="http://www.hms.ru/pumps_catalog/?SECTION_ID=383&amp;ELEMENT_ID=645">http://www.hms.ru/pumps_catalog/?SECTION_ID=383&amp;ELEMENT_ID=645</a>
2.28.	ОАО «ТУРБОНАСОС»	Нефтяные вертикальные электронасосные агрегаты НВН	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.2	<a href="http://www.turbonasos.ru/ru/?mcat=10&amp;rec=493354&amp;pgl=1">http://www.turbonasos.ru/ru/?mcat=10&amp;rec=493354&amp;pgl=1</a>

Продолжение таблицы 5.4

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.29.	<b>ООО «Петербургская Насосная Компания»</b>	Насосы для систем пожаротушения	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.4	<a href="http://pnk-nasos.ru/nasosy_dlya_sistem_pozharotusheniya">http://pnk-nasos.ru/nasosy_dlya_sistem_pozharotusheniya</a>
2.30.	ООО «Насосы.ПРО»	Насосы для систем пожаротушения	Сведения отсутствуют	1.6.2.12.4	<a href="http://nasosy.pro/c/t/56/nasosyi-dlya-sistem-pozharotusheniya/">http://nasosy.pro/c/t/56/nasosyi-dlya-sistem-pozharotusheniya/</a>
2.31.	Группы компаний «ИМС»	ССВД	Сведения отсутствуют	1.6.2.13.1	<a href="http://www.imsholding.ru/sistemy_sglazhivaniya_voln_davlenija/">http://www.imsholding.ru/sistemy_sglazhivaniya_voln_davlenija/</a>

Разрабатываются соединительные муфты для передачи крутящего момента, которая за счет упругих деформаций тонких металлических пластин компенсирует радиальные и угловые смещения валов.

Исследуются и развиваются насосные агрегаты с частотно-регулируемым приводом насосных агрегатов.

Разрабатываются комплексы прямого нагрева нефтяных эмульсий при их промышленной подготовке и транспортировке.

Ведется анализ применения новых типов уплотнений на высоких давлениях в рабочих средах, таких как сырая нефть, жидкие углеводороды, включая легкокипящие фракции, на нефтедобывающих, нефтеперекачивающих, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях, электростанциях.

Рассматриваются сепараторы отличительной особенностью которых является возможность осуществлять частичную выгрузку примесей в автоматическом режиме, что позволяет улучшить работу агрегатов.

Для повышения надежности щелевых уплотнений центробежных насосов, перекачивающих жидкость с большим количеством твердых абразивных частиц рассматривается внедрение технологии нанесения защитных покрытий из нитрида титана карбида бора, карбида титана.

Таблица 5.5 – Сведения о современных исследованиях и разработках ведущих академических, научных и производственных организаций

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина	Задвижка шиберная	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU 2161744	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/216/2161744.html">http://www.findpatent.ru/patent/216/2161744.html</a>

Продолжение таблицы 5.5

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.	Государственная академия нефти и газа им. И.М.Губкина	Клиновое устройство и способ крепления уплотнительных колец в затворе клиновой подвижки	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU 2140033	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/214/2140033.html">http://www.findpatent.ru/patent/214/2140033.html</a>

Продолжение таблицы 5.5

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.	Африкантова» (ОАО «ОКБМ Африкантов») (RU)	Шаровой кран	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU 2476745	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/247/2476745.html">http://www.findpatent.ru/patent/247/2476745.html</a>
4.	Государственная академия нефти и газа им. И.М.Губкина	Устройство для обработки шаровой пробки крана	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU 2076797	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/207/2076797.html">http://www.findpatent.ru/patent/207/2076797.html</a>

Продолжение таблицы 5.5

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.	Государственная академия нефти и газа им. И.М.Губкина	Клиновое устройство и способ крепления уплотнительных колец в затворе клиновой подвижки	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU 2140033	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.1.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/214/2140033.html">http://www.findpatent.ru/patent/214/2140033.html</a>

Продолжение таблицы 5.5

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
6.	Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина	Способ защиты от износа шаровых кранов	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU 2165046	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/216/2165046.html">http://www.findpatent.ru/patent/216/2165046.html</a>
7.	ОАО «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири»	Мембранный клапан и разрывная мембрана для клапана	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU 2146025	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.1.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/214/2146025.html">http://www.findpatent.ru/patent/214/2146025.html</a>



Продолжение таблицы 5.5

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
8.	ОАО «Икар»	Клиновая за- движка	Сведения от- сутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2330203	Сведения отсут- ствуют	1.6.2.2.1.1.2	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2330203">http://www.freepatent.ru/patents/2330203</a>
9.	ООО «Армтех- строй»	Затвор обратный	Сведения от- сутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2378551	Сведения отсут- ствуют	1.6.2.2.1.3	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2378551">http://www.freepatent.ru/patents/2378551</a>

Продолжение таблицы 5.5

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
10.	Конструкторское бюро «Арсенал» им.М.В.Фрунзе	Устройство для присоединения отводов к действующему нефтегазопроводу	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2079036	Сведения отсутствуют	1.6.2.8.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/207/2079036.html">http://www.findpatent.ru/patent/207/2079036.html</a>
11.	«НПО «Промавтоматика»	Клапан запорно-регулирующий	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU 226768	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.2.2	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/226/2267682.html">http://www.findpatent.ru/patent/226/2267682.html</a>

Продолжение таблицы 5.5

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
12.	ФГУП ОКБ «ГИДРОПРЕСС»	Затвор дисковый регулирующийся	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2334146	Сведения отсутствуют	1.6.2.2.3.	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2334146">http://www.freepatent.ru/patents/2334146</a>
13.	<a href="#">ОАО «Верхне-волжские магистральные нефтепроводы»</a>	Система сглаживания волн давления	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 123887	Сведения отсутствуют	1.6.2.13.2	<a href="http://poleznaya-model.ru/model/12/123887.html">http://poleznaya-model.ru/model/12/123887.html</a>

Активно разрабатываются устройства и оборудования для присоединения отводов к действующему нефтегазопроводу.

Исследуются способы модернизации уже имеющейся и разрабатываемых образцов запорно-регулирующей арматуры, крановых узлов задвижек, шаровых кранов. Исследуются способы повышения надежности работы запорно-регулирующей арматура за счет новых материалов уплотнительных колец и способов крепления уплотнительных колец. Исследуются устройства для обработки шаровых пробок кранов.

**5.2 Новые (перспективные) тематики НИОКР по направлению «Развитие механо-технологического оборудования», предложенные по результатам выполнения НИР**

Таблица 5.6 – Разработки, необходимые для эффективной и своевременной реализации инвестиционных проектов и последующей эксплуатации построенных объектов

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий</b>	<b>Обоснование необходимости разработки для целей проекта</b>	<b>Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время</b>	<b>Прогнозные объемы внедрения</b>	<b>Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения</b>
1	2	3	4	5	6
1.	Клапаны Предохранительные прямого Действия типа 15с	Обеспечение надежности работы насосных станциях	Клапаны предохранительные прямого действия с пружинной нагрузкой	Применение на насосных станциях	1.6.2.2.4.1
2.	Клапан с пневматическим Управлением DP17R	Обеспечение надежности работы насосных станциях	Клапаны со встроенным импульсным механизмом	Применение на насосных станциях	1.6.2.2.4.3

Продолжение таблицы 5.6

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разработки для целей проекта	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внедрения	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6
3.	Тандемное уплотнение насосного оборудования	Обеспечение надежности работы насосного оборудования	Одинарное уплотнение насосного оборудования	Применение в насосных агрегатах	1.6.2.12.2.5.7
4.	Гидропневматический аккумулятор со сжимаемым регенератором	Обеспечение надежности работы насосных станциях	Гидропневматический аккумулятор	Применение на насосных станциях	1.6.2.13.1
5.	Гидропневматический аккумулятор с гибким пористым наполнителем	Обеспечение надежности работы насосных станциях	Гидропневматический аккумулятор	Применение на насосных станциях	1.6.2.13.1
6.	ССВД модульной конструкции	Обеспечение надежности работы насосных станциях	ССВД	Применение на насосных станциях	1.6.2.13.2

Продолжение таблицы 5.6

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разработки для целей проекта	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внедрения	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6
7.	Газотурбинные установки	Снижение затрат на перекачку нефти и нефтепродуктов	Насосные агрегаты типа НМ	Применение на насосных станциях	1.6.2.12
9.	Насосные агрегаты с частотно регулируемым приводом	Снижение затрат на транспорт нефти и нефтепродуктов. Обеспечение надежности работы насосных станциях	Насосные агрегаты типа НМ	Применение на насосных станциях	1.6.2.12.1

Необходимо провести анализ применения газотурбинных установок на нефтеперекачивающих станциях. При наличии доступной системы газоснабжения, нефтеперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом могут эффективно конкурировать даже в районах с дешевой электроэнергией.

Необходимо проводить внедрение нефтеперекачивающих агрегатов с частотно-регулируемым приводом электродвигателей.

На основе проведенного анализа необходимо проводить внедрение новых образцов запорно-регулирующей арматуры.

Таблица 5.7 – Разработки, направленные на повышение эффективности и надежности процессов перекачки нефти и нефтепродуктов, эксплуатации, технологического обслуживания, ремонта и диагностики объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

№	Наименование разработки	Выявлению проблемы, на решение которых направлена разработка	Основные причины	Технологический процесс на совершенствование, которого направлена разработка	Предполагаемый положительный эффект от результатов разработки	Обоснование разработки(кратко)	Наименование производителей предлагающих новые образцы оборудование, материалы, технологии	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Газотурбинные установки	Повышение эффективности работы насосных станций	Использование попутного нефтяного газа, природного газа, отказ от электроэнергии	Перекачка нефти и нефтепродуктов	Снижение затрат на перекачку нефти и нефтепродуктов	При наличии доступной системы газоснабжения, нефтеперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом могут эффективно конкурировать даже в районах с дешевой электроэнергией.	Alstom, General Electric, Kawasaki, MAN TURBO AG, Rolls-Royce, SIEMENS	1.6.2.12

Продолжение таблицы 5.7

№	Наименование разработки	Выявлению проблемы, на решение которых направлена разработка	Основные причины	Технологический процесс на совершенствование, которого направлена разработка	Предполагаемый положительный эффект от результатов разработки	Обоснование разработки(кратко)	Наименование производителей предлагающих новые образцы оборудование, материалы, технологии	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.	Насосные агрегаты с частотно регулируемым приводом	Повышение эффективности работы насосных станций	Снижение затрат на перекачку нефти	Перекачка нефти и нефтепродуктов	Снижение затрат на перекачку нефти и нефтепродуктов	Оснащение насосных агрегатов регулируемыми приводами позволяет эффективно использовать потенциал насосных агрегатов	KSB Aktiengesellschaft, RockwellAutomation	1.6.2.12.1

Необходимо провести анализ применения газотурбинных установок на нефтеперекачивающих станциях. При наличии доступной системы газоснабжения, нефтеперекачивающие агрегаты с газотурбинным приводом могут эффективно конкурировать даже в районах с дешевой электроэнергией.

Необходимо проводить внедрение нефтеперекачивающих агрегатов с частотно-регулируемым приводом электродвигателей.



### 5.3 Научно-технические сведения, использованные при выполнении НИР по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов»

Использованные сведения об актуальных проблемных вопросах производственной деятельности по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов».

Таблица 5.8 – Сведения, полученные по итогам участия и анализа материалов выставочно-конгрессных мероприятий

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи	Россия 2009	Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи	Развитие и внедрение технологии переизоляции газопроводов с подъемом в траншее  Р.Р. Усманов	Сведения отсутствуют	5.8	УДК 628.545.2:66.013:621.5 1 Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи, том 19

Продолжение таблицы 5.8

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
2.	65-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2011»	Россия 2012	Проектирование сооружения и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	И.В. Березин Модернизация магистральных газопроводов с использованием труб сверхвысокого давления	Сведения отсутствуют	1.2.2	Сборник тезисов 65-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2011»

Продолжение таблицы 5.8

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
3.	65-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2011»	Россия 2012	Проектирование сооружения и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	Т.В. Елагина Конструкция перехода магистрального нефтепровода через тектонические разломы	Сведения отсутствуют	1.2.4	Сборник тезисов 65-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2011»

Продолжение таблицы 5.8

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
4.	65-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2011»	Россия 2012	Проектирование сооружения и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	Е.П. Никитчик Альтернативный метод расчета объема смеси при последовательной перекачки нефтепродуктов	Сведения отсутствуют	2.3.2	Сборник тезисов 65-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2011»

Продолжение таблицы 5.8

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
5.	65-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2011»	Россия 2012	Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	В.В. Пшенин Совершенствование теплогидравлического расчета «горячих» нефтепроводов	Сведения отсутствуют	2.3.2	Сборник тезисов 65-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2011»

По итогам участия в выставочно-конгрессных мероприятиях можно сделать выводы, что научная деятельность направлена на решение вопросов прокладки магистральных нефтепроводов и их эксплуатацию в сложных природно-климатических условиях. Особое внимание уделяется к трубопроводам повышенного давления, при этом рассматриваются вопросы надежной эксплуатации таких трубопроводов. Рассматриваются вопросы позволяющие увеличить скорость проведения работ по переизоляции трубопроводов и одновременно снизить затраты на производство работ по переизоляции. Ввиду увеличения объема перекачки высоковязкой нефти выдуться разработки по оптимизации процесса транспорта такой нефти.

Таблица 5.9 – Сведения, полученные по итогам анализа периодических изданий и специализированных ресурсов сети Интернет

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.	Интернет	Виктор Чебыкин (Инженер-конструктор, ЗАО «Строительно-монтажная лаборатория» (Новосибирск)). В работе предложены спиральные конструкции компенсаторов трубопровода	Сведения отсутствуют	1.2.13	<a href="http://www.sapr.ru/article.aspx?id=22064&amp;iid=1008#">http://www.sapr.ru/article.aspx?id=22064&amp;iid=1008#</a>
2.	Интернет	Способ изготовления электросварных прямошовных труб (Патент RU 2232655) (ОАО "Северсталь")	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2.2	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2232655">http://www.freepatent.ru/patents/2232655</a>

Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
3.	Интернет	Тройник (Патент SU 1756722) (Авторы патента: А.И. Гусев, Л.А. Федосеев, С.Л. Деменов, Н.Н. Сунцов)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.2.3	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/175/1756722.html">http://www.findpatent.ru/patent/175/1756722.html</a>
4.	Интернет	Тройник (Патент SU 1682701) (Авторы патента: А.И. Торопчин, В.Д. Глушков, Г.М. Виханский, А.С. Гиммельберг, Б.В. Зверьков, Б.А. Беркман)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.2.3	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/168/1682701.html">http://www.findpatent.ru/patent/168/1682701.html</a>

Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
5.	Интернет	Устройство для формообразования крутоизогнутых отводов (RU 2294807) (ООО НПП «Трубодегаль»)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.1.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/229/2294807.html">http://www.findpatent.ru/patent/229/2294807.html</a>
6.	Интернет	Устройство для изготовления крутоизогнутых отводов (RU 2119838) (Комсомольское-на-Амуре авиационное производственное объединение)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.1.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/211/2119838.html">http://www.findpatent.ru/patent/211/2119838.html</a>



Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
7.	Интернет	Способ изготовления крутоизогнутых отводов и устройство для их формообразования (RU 2405645) (А.А. Кудряшов)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.1.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/240/2405645.html">http://www.findpatent.ru/patent/240/2405645.html</a>
8.	Интернет	Изогнутое трубное колено (фитинг) (модель 12448) (ЗАО «Пласт»)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.1.1	<a href="http://poleznayamodel.ru/model/1/12448.html">http://poleznayamodel.ru/model/1/12448.html</a>
9.	Интернет	Тройник трубопроводный комбинированный (Патент РФ №55920) (ООО «ЦЕЛЕР»)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.2.1	<a href="http://poleznayamodel.ru/model/5/55920.html">http://poleznayamodel.ru/model/5/55920.html</a>

Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
10.	Интернет	Устройство для усиления тройников (Патент SU 1126765) (Авторы: В.Н. Алтурин, А.П. Ермаков, Ю.Д. Зозуляк, В.И. Титаренко, Я.И. Бурак, В.Х. Галюк, И.М. Савич, А.Е. Аснис)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.2.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/112/1126765.html">http://www.findpatent.ru/patent/112/1126765.html</a>

Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
11.	Интернет	Способ монтажа сборно-разборного нефтепродуктопровода с соединением «раструб» (RU 2239117) (Федеральное государственное унитарное предприятие «25 Государственный научно-исследовательский институт Министерства обороны Российской Федерации (по применению топлив, масел, смазок и специальных жидкостей - ГосНИИ по химмотологии)»)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.3	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/223/2239117.html">http://www.findpatent.ru/patent/223/2239117.html</a>

Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
12.	Интернет	Разборный механизм для ведения демонтажа сборно-разборного трубопровода с соединением «раструб» (RU 2337269) (В.В. Михайлов)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.3	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/233/2337269.html">http://www.findpatent.ru/patent/233/2337269.html</a>
13.	Интернет	Устройство для укладки полевых сборно-разборных трубопроводов на дно водоема (RU 2272952),	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.3	
14.	Интернет	Способ нанесения изоляционной манжеты на стык трубопровода (патент РФ № 2397404) (И.И. Расстригин)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.4	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2397404">http://www.freepatent.ru/patents/2397404</a>

Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
15.	Интернет	Термоусаживающаяся манжета и способ ее изготовления (RU 2488736) (Р.Г. Дзадзамия, К.А. Колганов, Ф.З. Райчук, О.Ф. Татаренко)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.4	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/248/2488736.html">http://www.findpatent.ru/patent/248/2488736.html</a>
16.	Интернет	Устройство для холодной гибки труб (Патент SU 1754272) (В.Ф. Родченков, Е.В. Андреев, И.А. Ройтман, С.В. Сериков, Н.М. Белкин, Э.П. Ажгиревич)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/175/1754272.html">http://www.findpatent.ru/patent/175/1754272.html</a>

Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
17.	Интернет	Фильтр-грязеуловитель (RU 2320393) (И.Ю. Хасанов)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.6.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/232/2320393.html">http://www.findpatent.ru/patent/232/2320393.html</a>
18.	Интернет	Фильтр-грязеуловитель (RU 2314141) (ОАО «Сумское машиностроительное научно-производственное объединение им. М.В. ФРУНЗЕ»)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.6.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/231/2314141.html">http://www.findpatent.ru/patent/231/2314141.html</a>
19.	Интернет	ООО «ПензГидромаш» Блоки камер запуска и приёма средств очистки и диагностики нефтегазопроводов	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.1	<a href="http://www.penzgidroma-sh.ru/cat-34.html">http://www.penzgidroma-sh.ru/cat-34.html</a>

Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
20.	Интернет	<b>ООО «САВЭЛЛ Групп»</b>	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.1	<a href="http://sawell-group.ru/katalog/33-produkciia-stalnaia/146-kamery-zapuska-priema-sredstv-ochistki-i-diagnostiki.html">http://sawell-group.ru/katalog/33-produkciia-stalnaia/146-kamery-zapuska-priema-sredstv-ochistki-i-diagnostiki.html</a>
21.	Интернет	А.Ф. Луцык Устройство запуска-приема поточных средств в трубопровод (Патент RU 2419024):	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.1	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/241/2419024.html">http://www.findpatent.ru/patent/241/2419024.html</a>

Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
22.	Интернет	И.Ю. Хасанов Способ выпуска газозвоздушной смеси из магистрального трубопровода, транспортирующего жидкий продукт (патент РФ № 2432524)	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.4	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2432524">http://www.freepatent.ru/patents/2432524</a>
23.	Интернет	Разработаны вантузы нефтепровода нового поколения	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.4	<a href="http://www.vniist.ru/information/news/2007-10-08/140.htm">http://www.vniist.ru/information/news/2007-10-08/140.htm</a>



Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
24.	Интернет	Х.С. Мухаметдинов, Г.Х. <a href="#">Мухаметдинов</a>  Футеровочный мат под балластирующие устройства для трубопроводов (RU 2266458):	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/226/2266458.html">http://www.findpatent.ru/patent/226/2266458.html</a>
25.	Интернет	Х.К. Мухаметдинов Полимерно-контейнерное балластирующее устройство (пкбу) для подземного трубопровода и распорная рамка для пкбу(RU 2320914):	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/232/2320914.html">http://www.findpatent.ru/patent/232/2320914.html</a>

Продолжение таблицы 5.9

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
26.	Интернет	Н.П. Васильев Комбинированное плитное балластирующее устройство (Патент RU 2171941):	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/217/2171941.html">http://www.findpatent.ru/patent/217/2171941.html</a>

По итогам участия в выставочно-конгрессных мероприятиях можно сделать выводы, что научная деятельность направлена на решение вопросов прокладки магистральных нефтепроводов и их эксплуатацию в сложных природно-климатических условиях. Особое внимание уделяется к трубопроводам повышенного давления, при этом рассматриваются вопросы надежной эксплуатации таких трубопроводов. Рассматриваются вопросы позволяющие увеличить скорость проведения работ по переизоляции трубопроводов и одновременно снизить затраты на производство работ по переизоляции. Ввиду увеличения объема перекачки высоковязкой нефти выдуться разработки по оптимизации процесса транспорта такой нефти.

Анализ разработок по вопросам, связанным с последовательной перекачкой нефтей и нефтепродуктов, позволяет сделать вывод о необходимости совершенствования методики расчета объема и длины смеси, образующейся вследствие протекания диффузионных процессов.

Также необходимо совершенствование методик теплогидравлического расчета «горячих» нефтепроводов, перекачивающих нефти со сложными реологическими свойствами. В частности, необходимо на базе экспериментальных исследований создание универсальных методик теплогидравлического расчета при нестационарных режимах перекачки. Практически важным является также учет изменения свойств нефтей при их смешении.

Таблица 5.10 – Сведения, полученные по итогам анализа материалов научно-технических библиотек и архивов (в т.ч. их БД)

№ п/п	Наименование Источника (библиотека, архив)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Ф.М. Мустафин, Д.А. Терехов, А.А. Бахтиярова, ЦэньЦюнь. Исследование напряженно-деформированного состояния отводов и сложных участков трубопроводов	Сведения отсутствуют	1.2.13	Журнал «Трубопроводный транспорт. Теория и практика» УДК 622.692.4.074.
2.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Д.Н. Комаров, В.А. Короленок. Расчет трубопроводов на устойчивость от всплытия при строительстве подводных переходов	Сведения отсутствуют	2.4.3	Труды РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина УДК 622.1/622/32+665.6/.7(05)

Продолжение таблицы 5.10

№ п/п	Наименование Источника (библиотека, архив)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
3.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	З.К. Хагудоков Исследование режима эксплуатации участка магистрального нефтепровода	Сведения отсутствуют	1.7.6.2	Магистерская диссертация
4.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	И.А. Аброссимова Сравнительны анализ различных формул для определения коэффициента гидравлического сопротивления	Сведения отсутствуют	2.3.3	Магистерская диссертация
5.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	В.М. Шарыгин, А.Я. Яковлев Прокладка и балластировка газопроводов в сложных условиях	Сведения отсутствуют	2.8.17	УДК 621.644 ББК 39.76 Ш26

Продолжение таблицы 5.10

№ п/п	Наименование Источника (библиотека, архив)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
6.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	<i>И.Н. Бирилло, Ю.А. Теплинский, И.Ю. Быков</i> Гидравлическое испытание труб	Сведения отсутствуют	2.4.2	УДК 6221.22(075.8) ББК 31.35 Б52
7.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	<i>О.Ю. Володченкова</i> Обеспечение проектного положения магистрального нефтепровода в зоне вечномерзлых грунтов	Сведения отсутствуют	2.8.10	Диссертация на соискание к.т.н. УДК 622.692.4(211.6)
8.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	<i>Р.В. Кошелев</i> Определение технологических параметров капитального ремонта магистральных газопроводов с учетом коррозионных повреждений	Сведения отсутствуют	5.15	Диссертация на соискание к.т.н. УДК 622.691.4004.6:620.19 3

Продолжение таблицы 5.10

№ п/п	Наименование Источника (библиотека, архив)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
9.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	И.А. Прокопенко Определение оптимальной технологии строительства переходов береговой линии морских трубопроводов по технико-экономическим критериям	Сведения отсутствуют	2.8.5	Диссертация на соискание к.т.н. УДК /622.691 +622.6927.4.07(204.1)
10.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Е.В. Андреева Разработка методики оценки несущей способности подземных магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах	Сведения отсутствуют	2.8.11	Диссертация на соискание к.т.н. УДК 622.692.4-192

Продолжение таблицы 5.10

№ п/п	Наименование Источника (библиотека, архив)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
11.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	А.А. Родин Оптимизация транспорта высоковязких нефтей с подогревом и применение углеводородных разбавителей	Сведения отсутствуют	2.6.2	Диссертация на соискание к.т.н. УДК 622.692.4.052:665.61.0 33.22
12.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	А.Г. Кулбей Разработка методики оценки технического состояния подводных переходов магистральных трубопроводов Беларуси	Сведения отсутствуют	2.8.5	Диссертация на соискание к.т.н. УДК 622.692.4.074.2(476)
13.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Ф.С. Зверев Совершенствование технологий обнаружения утечек нефти из трубопроводы	Сведения отсутствуют	2.6.1	Диссертация на соискание к.т.н. УДК 622.692.482 343

Продолжение таблицы 5.10

№ п/п	Наименование Источника (библиотека, архив)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
14.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	А.В. Адоевские Моделирование работы нефтепроводов, оборудованных системами сглаживания волн давления	Сведения отсутствуют	1.6.2.13	Диссертация на соискание к.т.н. УДК 622.692.4 А31
15.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Н.С. Арбузов Теория и расчет систем защиты морских нефтеналивных терминалов от гидравлического удара	Сведения отсутствуют	1.6.2.13	Диссертация на соискание к.т.н. УДК 622.692.23 А79

Анализ материалов научно-технических библиотек и архивов позволяет сделать вывод что особое внимание уделяется участкам трубопроводов, которые проходят через обводненные участки. Рассматриваются различные способы баллаستировки трубопроводов, их достоинства и недостатки. Так например при использовании сплошного обетонирования необходимо производить обетонирование в заводских условиях. Использовать чугунные утяжелители необходимо только в крайних случаях. Рассматриваются способы борьбы с напряженно деформированным состояние трубопровода. Так для борьбы с НДС на участках присоединения отводов и байпасных линий к магистральному трубопроводу необходимо применение различных компенсаторов. Рассматриваются методики строительства трубопроводов сейсмически опасных районах. Необходимо пересмотреть методику гидравлического расчета и определения коэффициентов гидравлического сопротивления.



Разрабатываются методики прогнозирования состояния нефтепроводов по отклонениям от проектного пространственного положения на участках трассы со сложными геокриологическими условиями. Ведутся работы в направлении разработки методологии и структуры проведения технического мониторинга нефтепроводов, включающая техническую диагностику трубопроводов, мониторинг пространственного положения трубопровода и параметров, характеризующих гидрогеологические условия прокладки трубопровода. Для решения данной задачи необходимо создание и разработка технических требований к структуре и составу автоматизированной геодезической сети.

Направление научно-исследовательской работы является разработка универсальных дефектоскопов. Разрабатываются и внедряются инновационные внутритрубные дефектоскопы, комбинирующие различные физические принципы обнаружения дефектов (ультразвуковой и магнитный). Промышленные испытания показывают, что дефектоскоп дополнительно выявляет до 30% потенциально опасных дефектов сверх ранее обнаруженных штатными приборами. Разрабатываются внутритрубные дефектоскопы комбинированные с профиломерами, которые позволяют определить большее количество дефектов, и тем самым предотвратить разрушение трубопроводов.

Исследуются процессы влияния внутритрубных отложений асфальтосмолопарафиновых отложений на качество проведения внутритрубной диагностики. Разрабатываются рекомендации по технологии преддиагностической очистки и внутритрубного диагностического обследования участков нефтепроводов, осложненных парафиноотложением, с применением технологии ввода ингибитора парафиноотложения при преддиагностической очистке и пропуске внутритрубных дефектоскопов. Применение ингибиторов позволяет повысить эффективность очистки в сравнении с традиционной.

Проводится анализ противотурбулентных присадок отечественного производства. Проводятся работы по оценке экономической эффективности по результатам лабораторных испытаний присадок российского производства. Результаты исследования показывают, что в целях повышения энергоэффективности работы нефтепроводов могут применяться противотурбулентные присадки «ТурбулентМастер-8010» и «ForeFTA». Кроме того, ведется работа по обобщению и систематизации результатов исследования противотурбулентных присадок. Разрабатываются методики оценки качества и проведения лабораторного входного контроля ПТП. Теоретическое прогнозирование

положительного результата от применения противотурбулентной присадки на действующих трубопроводах возможно путем дополнительной оценки величины напряжения сдвига на стенке трубы.

Для более достоверных оценок эффективности применения ПТП необходимо проведение исследовательских работ по анализу возможного разрушения присадки в процессе движения нефти по трубопроводу.

Работы ведутся по анализу вариантов конструктивных решений теплоизоляционного покрытия подземных магистральных нефтепроводов, предназначенных для эксплуатации в зонах вечной мерзлоты, при этом с технологической точки зрения наиболее перспективны трубы с заводской теплоизоляцией в прочной защитной оболочке. При этом существующие конструкции теплоизоляционных покрытий пока не в полной мере удовлетворяют совокупности теплофизических, технологических, эксплуатационных и экономических критерий.

Разрабатываются методы определения материала и толщины теплоизоляционного покрытия для подземных магистральных нефтепроводов на основе моделирования квазистационарных состояний продвижения границы температурного поля в талой и мерзлой зонах грунта для защиты мерзлого грунта от протаивания и возможного разрушения оболочки.

Ведутся разработки в области обеспечения проектного положения трубопроводов в сейсмоопасных зонах.

Одним из направлений разработок в данной области является поиск специальных конструктивных и технологических решений, повышающих сейсмостойкость трубопровода. Например, устанавливать компенсаторы, усиливать жесткость трубы, устраивать траншеи с пологими откосами, сооружать специальные грунтовые основания, применять демпфирующую обкладку, легко деформируемые и пластичные материалы и т.д. Разрабатываются методики оценки несущей способности подземных магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах, которые дают возможность выявить слабые места в конструкциях трубопроводов, определить способы их усиления, обосновать выбор адекватных условиям прокладки конструктивных решений. Наиболее эффективным методом повышающим сейсмостойкость трубопровода является устройство специальной демпфирующей обкладки. Этот метод позволяет обеспечить целостность трубопровода при сейсмических воздействиях с амплитудой 9 баллов включительно.

Таблица 5.11 – Сведения, полученные по результатам проработки и анализа зарубежного и отечественного опыта в нефтегазовой отрасли

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
Зарубежные организации					
1.1	«Cojafex» («CB&I»), Нидерланды	Гибка с индукционным нагревом	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.1.1	<a href="http://www.cojafex.com/ru/indu-ci-nnii-d-gib-i">http://www.cojafex.com/ru/indu-ci-nnii-d-gib-i</a>
1.2.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	PipelineDataLogger (Регистратор данных трубопроводной системы)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/products/product/pdl.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/products/product/pdl.html</a>
1.3.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	ITX Transmitter (ITX Передатчик)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/products/product/tool-locating-tracking-system.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/products/product/tool-locating-tracking-system.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.4.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	ITX 806 Ex Transmitter (ITX 806 Ex Передатчик)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/products/product/itx-ex-806.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/products/product/itx-ex-806.html</a>
1.5.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoDD EMAT	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rodd-emat.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rodd-emat.html</a> <a href="http://www.rosen-group.com/global/company/ex-plore/we-can/technologies/measurement/emat.html">http://www.rosen-group.com/global/company/ex-plore/we-can/technologies/measurement/emat.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.6.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	EddyCurrent	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/company/ex-plore/wecan/technologies/measurement/eddy-current.html">http://www.rosengroup.com/global/company/ex-plore/wecan/technologies/measurement/eddy-current.html</a>
1.7.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	Ultrasound WM	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/company/ex-plore/wecan/technologies/measurement/ut-wm.html">http://www.rosengroup.com/global/company/ex-plore/wecan/technologies/measurement/ut-wm.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.8.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	MagneticFluxLeakage (Рассеивание магнитного поля трубопроводов)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/company/ex-plore/we-can/technologies/measurement/mfl.html">http://www.rosengroup.com/global/company/ex-plore/we-can/technologies/measurement/mfl.html</a>
1.9.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	20-inch speedcontroltool (20-дюймовый инструмент контроля скорости)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/company/insight/news/latest-solutions/Inspection-Solutions/development-of-ROSENs-new-20-inch-speed-control-tool-in-record-time.html">http://www.rosengroup.com/global/company/insight/news/latest-solutions/Inspection-Solutions/development-of-ROSENs-new-20-inch-speed-control-tool-in-record-time.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.10.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	ROSEN Pipe Cap Monitoring System (Nord Stream Project) (Системы Мониторинга)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/company/integrity/news/latest-solutions/Inspection-Solutions/ROSEN-demonstrates-technological-leadership-at-nord-atream-pipeline-.html">http://www.rosen-group.com/global/company/integrity/news/latest-solutions/Inspection-Solutions/ROSEN-demonstrates-technological-leadership-at-nord-atream-pipeline-.html</a> <a href="http://www.nord-stream.com/">http://www.nord-stream.com/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.11.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCombo IEC/XT Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rocombo-iec_xt.html">http://www.rosen- group.com/global/solutions/ser- vices/service/rocombo- iec_xt.html</a>
1.12.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoGeo MD Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/company/insight/news/latest-solutions/Inspection-Solutions/ROSEN-Expands-Geometry.html">http://www.rosen- group.com/global/company/ins- ight/news/latest- solutions/Inspection- Solutions/ROSEN-Expands- Geometry.html</a>



Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.13.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	Modular Inspection Tech- nology (Модульная Технологи- я Контроля)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/modular-inspection-technology.html">http://www.rosen- group.com/global/solutions/ser- vices/service/modular- inspection-technology.html</a>
1.14.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	LRUT Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/guided-wave-ut-testing-equipment.html">http://www.rosen- group.com/global/solutions/ser- vices/service/guided-wave-ut- testing-equipment.html</a>
1.15.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCombo MFL-A/XT Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rocombo-mfl-a_xt.html">http://www.rosen- group.com/global/solutions/ser- vices/service/rocombo-mfl- a_xt.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.16.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCombo MFL-A/IEC Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocombo-mfl-a_iec.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocombo-mfl-a_iec.html</a>
1.17.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCD EMAT-C Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocd-emat-c.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocd-emat-c.html</a>
1.18.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCD UT-C Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocd-ut-c.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocd-ut-c.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.19.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCD UT-A Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocd-ut-a.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocd-ut-a.html</a>
1.20.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	MultiDiameterTechnology (Трубопровод различного диаметра. Технологии)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/multi-diameter-technology.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/multi-diameter-technology.html</a>
1.21.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCorr MFL-A Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocorr-mfl-a.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocorr-mfl-a.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.22.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCorr MFL-A BiDi Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocorr-mfl-a_bidi.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocorr-mfl-a_bidi.html</a>
1.23.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCorr MFL-C Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocorr-mfl-c.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocorr-mfl-c.html</a>
1.24.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCorr UT Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocorr-ut.html">http://www.rosengroup.com/global/solutions/services/service/rocorr-ut.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.25.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCorr UT BiDi Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rocorr-ut_bidi.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rocorr-ut_bidi.html</a>
1.26.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCorr IEC Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rocorr-iec.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rocorr-iec.html</a>
1.27.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoGeo XT Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rogeo-xt.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rogeo-xt.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.28.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoLeak ACO Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/roleak-aco.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/roleak-aco.html</a>
1.29.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoVisual OPT Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rovisual-opt.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rovisual-opt.html</a>
1.30.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	ATEX Compliance Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/atex-compliance.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/atex-compliance.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.31.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	ROSOFT forPipelines Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rossoft-for-pipelines.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rossoft-for-pipelines.html</a>
1.32.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	IFSE Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/emat-infield-service-equipment.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/emat-infield-service-equipment.html</a>
1.33.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoGeo XYZ Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rogeo-xyz.html">http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rogeo-xyz.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.34.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCombo MFL-C/XT Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rocombo-mfl-c_xt.html">http://www.rosen- group.com/global/solutions/ser- vices/service/rocombo-mfl- c_xt.html</a>
1.35.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	RoCombo MFL-A/UT Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/rocombo-mfl-a_ut.html">http://www.rosen- group.com/global/solutions/ser- vices/service/rocombo-mfl- a_ut.html</a>
1.36.	Advanced Integrity Services and Product Solutions   ROSEN Group, Швейцария	SpeedControlTechnology (Технология контроля скорости потока)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.rosen-group.com/global/solutions/services/service/speed-control-technology.html">http://www.rosen- group.com/global/solutions/ser- vices/service/speed-control- technology.html</a>



Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.37.	GAZOMAT (T.D. Wil- liamson Group), Фран- ция	NGS Software Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/ru/Products/GasLeakDetection/Pages/Home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/ru/Products/GasLeakDetection/Pages/Home.aspx</a>
1.38.	T.D. Williamson Group, США	ActiveSpeedControlTechnol ogy (Технология активного контроля скорости пото- ка)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/activespeedcontrol/Pages/home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/activespeedcontrol/Pages/home.aspx</a>
1.39.	T.D. Williamson, США	DeformationTechnology (Деформация. Технологии)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/DeformationAssessmentAndRepair/Pages/Home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/DeformationAssessmentAndRepair/Pages/Home.aspx</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.40.	T.D. Williamson, США	Hydrostatic Testing (Технология гидроиспытаний)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/en/Services/pipelineservices/hydrotesting/Pages/home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/en/Services/pipelineservices/hydrotesting/Pages/home.aspx</a>
1.41.	T.D. Williamson, США	GMFL Technology Внутритрубные инспекционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/PipelineAssessment/Pages/Home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/PipelineAssessment/Pages/Home.aspx</a>
1.42.	T.D. Williamson, США	Inline Inspection Support Services (Инспекция службы поддержки)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/ILI_Support_Services/Pages/home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/ILI_Support_Services/Pages/home.aspx</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.43.	T.D. Williamson, США	KALIPER® 360 Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/ILISupportServices/Pages/Home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/ en/Services/PipelineIntegrity/I LISup- portServices/Pages/Home.aspx</a>
1.44.	T.D. Williamson, США	Solid Magnet MFL Tech- nology (ТвердыеМагнит MFL Технологии)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/EmergencyResponsePlanning/Pages/Home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/ en/Services/PipelineIntegrity/E mergencyResponsePlan- ning/Pages/Home.aspx</a>
1.45.	T.D. Williamson, США	Pull-ThroughInspection Внутритрубные инспек- ционные приборы	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/pull_through_inspection/Pages/Home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/ en/Services/PipelineIntegrity/p ull_through_inspection/Pages/ Home.aspx</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.46.	T.D. Williamson, США	SpirALL® MagneticFlux-LeakageTechnology (Технологии рассеивания магнитного поля)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/spiral_mfl/Pages/Home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/spiral_mfl/Pages/Home.aspx</a>
1.47.	T.D. Williamson, США	XYZ Mapping	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.1	<a href="http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/PipelinePreparation/Pages/Home.aspx">http://www.tdwilliamson.com/en/Services/PipelineIntegrity/PipelinePreparation/Pages/Home.aspx</a>
1.48.	ASC , США	4000w Ветровой профилемер	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://www.raimet.ru/?p=3273&amp;c=533&amp;id=252">http://www.raimet.ru/?p=3273&amp;c=533&amp;id=252</a>
1.49.	ASC , США	3000 Series Ветровой профилемер	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://www.raimet.ru/?p=3273&amp;c=533&amp;id=265">http://www.raimet.ru/?p=3273&amp;c=533&amp;id=265</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.50.	ASC , США	4000i/4000s Ветровой профилемер	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://www.raimet.ru/?p=3273&amp;c=533&amp;id=264">http://www.raimet.ru/?p=3273 &amp;c=533&amp;id=264</a>
1.51.	ASC , США	2000s/2000tp Ветровой профилемер	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://www.raimet.ru/?p=3273&amp;c=533&amp;id=266">http://www.raimet.ru/?p=3273 &amp;c=533&amp;id=266</a>
1.52.	МЕТЕК, Германия	PCS.2000-24 Ветровой профилемер МЕТЕК	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://www.raimet.ru/?p=3273&amp;c=533&amp;id=256">http://www.raimet.ru/?p=3273 &amp;c=533&amp;id=256</a>
1.53.	CUES INC., США	Лазерный профилемер	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://www.z-tec.ru/cat/cues.pdf">http://www.z- tec.ru/cat/cues.pdf</a>
1.54.	Elcometer, Велико- британия	Elcometer 223 Профиле- мер цифровой	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://lan-for.ru/item.php?id=0005410">http://lan- for.ru/item.php?id=0005410</a>
1.55.	Elcometer, Велико- британия	Цифровой профилемер поверхности (встроенный датчик) Elcometer 224	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://lan-for.ru/item.php?id=0011878">http://lan- for.ru/item.php?id=0011878</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.56.	Elcometer, Велико- британия	ПрофилемерElcometer 123	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://lan-for.ru/item.php?id=0005409">http://lan- for.ru/item.php?id=0005409</a>
1.57.	RPG-НАТPRO, Гер- мания	Температурный профиле- мер (радиометр) RPG- НАТPRO	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://www.raimet.ru/?p=3273&amp;c=532&amp;id=255">http://www.raimet.ru/?p=3273 &amp;c=532&amp;id=255</a>
1.58.	AnalyticPipeGmbH, Германия	Многоканальный интел- лектуальный профилемер для проведения внут- ритрубной геометрической диагно- стики	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://www.okb3d.com/wp-content/uploads/2011/10/Multi-channel_Caliper_Tool_Ru.pdf">http://www.okb3d.com/wp- content/uploads/2011/10/Multi- channel_Caliper_Tool_Ru.pdf</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.59.	TUTKOVSKY, Украина	Прибор скважинный каверномер-профилемер КП-НН (4КП)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://tutkovsky.com/images/products/rus/2013/kp_nn.pdf">http://tutkovsky.com/images/products/rus/2013/kp_nn.pdf</a>
1.60.	TewsElektronik GmbH & Co. KG, Германия	ПрофилемерPROFILE MEASURING INSTRUMENT MW 4420	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.2	<a href="http://cdn.uploads.industrystock.com/files/keyword/0717a107e02c2811324d840ac6e5f179.pdf">http://cdn.uploads.industrystock.com/files/keyword/0717a107e02c2811324d840ac6e5f179.pdf</a>
1.61.	TimeGroupInc., Китай	Ультразвуковой дефектоскоп TUD320	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.geo-ndt.ru/pribor-687-yltrazvykovoii-defektoskop-tud320.htm">http://www.geo-ndt.ru/pribor-687-yltrazvykovoii-defektoskop-tud320.htm</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.62.	NOVOTEST, Украина	Дефектоскоп ультразвуковой NOVOTEST УД-1	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://zhelezka.com.ua/p21993-155-defektoskop-ultrazvukovoj-novotest.html">http://zhelezka.com.ua/p21993-155-defektoskop-ultrazvukovoj-novotest.html</a>
1.63.	NOVOTEST, Украина	Электролитический дефектоскоп NOVOTEST ЭД-3Д	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://zhelezka.com.ua/p21991-329-elektroliticheskij-defektoskop-novotest.html">http://zhelezka.com.ua/p21991-329-elektroliticheskij-defektoskop-novotest.html</a>
1.64.	HUATEC GROUP CORPORATION, Китай	Цифровой портативный КСР, AVG кривых ультразвуковой дефектоскоп / УТ дефектоскопа детектор FD350	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://russian.huatecgroup.com/china-digital-portable-dac-avg-curves-ultrasonic-flaw-detector-ut-flaw-detector-fd350-632512.html">http://russian.huatecgroup.com/china-digital-portable-dac-avg-curves-ultrasonic-flaw-detector-ut-flaw-detector-fd350-632512.html</a>



Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.65.	Пекинская Компания Технологии "CapHigh" Лтд., Китай	Ультразвуковой дефекто- скоп	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.captech-china.com/ru/productInfo/fc9181e93d3d166c013d3e65cbb32679.htm">http://www.captech- china.com/ru/productInfo/fc91 81e93d3d166c013d3e65cbb32 679.htm</a>
1.66.	Starmans electronics, s.r.o., Чехия	Ультразвуковой дефекто- скоп DIO 1000 PA	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://starmans-ndt.ru/defektoskopi/dio-1000-pa.html">http://starmans- ndt.ru/defektoskopi/dio-1000- pa.html</a>
1.67.	Starmans electronics, s.r.o., Чехия	Ультразвуковой дефекто- скоп DIO 1000 SFE	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://starmans-ndt.ru/defektoskopi/dio1000sfe.html">http://starmans- ndt.ru/defektoskopi/dio1000sfe .html</a>
1.68.	Starmans electronics, s.r.o., Чехия	Низкочастотный дефекто- скоп DIO 1000 LF	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://starmans-ndt.ru/defektoskopi/dio-1000-lf.html">http://starmans- ndt.ru/defektoskopi/dio-1000- lf.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.69.	"Panametrics-NDT", США	<b>Дефектоскоп EPOCH 4</b>	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.thesis.com.ru/infocenter/downloads/panametrics/panametrics_epoch4.pdf">http://www.thesis.com.ru/infocenter/downloads/panametrics/panametrics_epoch4.pdf</a>
1.70.	"Panametrics-NDT", США	<b>Дефектоскоп EPOCH 4PLUS</b>	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.thesis.com.ru/infocenter/downloads/panametrics/panametrics_epoch4plus.pdf">http://www.thesis.com.ru/infocenter/downloads/panametrics/panametrics_epoch4plus.pdf</a>
1.71.	"Panametrics-NDT", США	<b>Дефектоскоп EPOCH LT</b>	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.thesis.com.ru/infocenter/downloads/panametrics/panametrics_epoch_lt.pdf">http://www.thesis.com.ru/infocenter/downloads/panametrics/panametrics_epoch_lt.pdf</a>
1.72.	"Panametrics-NDT", США	<b>Дефектоскоп EPOCH XT</b>	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.thesis.com.ru/infocenter/downloads/panametrics/panametrics_epoch_xt.pdf">http://www.thesis.com.ru/infocenter/downloads/panametrics/panametrics_epoch_xt.pdf</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.73.	Modsonic Instruments Manufacturing Compa- ny Pvt. Ltd., Индия	Ultrasonic Flaw Detectors «Einstein II TFT» (УльтразвуковыеДефект оскопы)	Сведенияотсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.modsonic.com/einsteintfft.html">http://www.modsonic.com/einsteintfft.html</a>
1.74.	Modsonic Instruments Manufacturing Compa- ny Pvt. Ltd., Индия	Ultrasonic Flaw Detectors «Einstein II PLUS » (УльтразвуковыеДефект оскопы)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.modsonic.com/einsteinplus.html">http://www.modsonic.com/einsteinplus.html</a>
1.75.	Modsonic Instruments Manufacturing Compa- ny Pvt. Ltd., Индия	Ultrasonic Flaw Detectors «Einstein II DGS» (УльтразвуковыеДефект оскопы)	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.modsonic.com/einsteindgs.html">http://www.modsonic.com/einsteindgs.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.76.	Olympus NDT Inc., Япония	Дефектоскоп на фазированных решетках «OMNISCAN»	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://medus.com.ua/pdf/omniscan/Zetec_OmniScan_PA[1].pdf">http://medus.com.ua/pdf/omniscan/Zetec_OmniScan_PA[1].pdf</a>
1.77.	Olympus NDT Inc., Япония	Дефектоскоп NORTEC 500 Series	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.olympus-ims.com/ru/500/">http://www.olympus-ims.com/ru/500/</a>
1.78.	Olympus NDT Inc., Япония	Дефектоскоп Nortec 2000D	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.olympus-ims.com/ru/2000/">http://www.olympus-ims.com/ru/2000/</a>
1.79.	Olympus NDT Inc., Япония	Дефектоскоп OmniScan SX	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.olympus-ims.com/ru/omniscan-sx/">http://www.olympus-ims.com/ru/omniscan-sx/</a>
1.80.	Rohmann GmbH, Германия	Вихретоковый дефектоскоп ELOTEST B300	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.geo-ndt.ru/pribor-718-vihretokovii-defektoskop-elotest-b300.htm">http://www.geo-ndt.ru/pribor-718-vihretokovii-defektoskop-elotest-b300.htm</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.81.	HellingGmbH, Германия	Магнитный дефектоскоп Hellmag 3000	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://t-ndt.ru/index.php?id=1323">http://t-ndt.ru/index.php?id=1323</a>
1.82.	<b>PlantIntegrityLtd</b> , Великобритания	<b>Ультразвуковая система TeletestFocus</b>	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	http://www.neokon.lt/oborudovanie/nerazrushajuschij-kontrol/ultrazvukovye-defektoskopy/plant-integrity-ltd/focus-teletest/
1.83.	<a href="#">Sonatest</a> , Великобритания	<i>Дефектоскоп</i> <b>DryScan 410</b>	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	http://www.neokon.lt/oborudovanie/nerazrushajuschij-kontrol/ultrazvukovye-defektoskopy/sonatest/dryscan-410/

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.84.	<a href="#">Sonatest</a> , Великобри- тания	Дефектоскоп SiteScan D	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.neokon.lt/oborudovanie/nerazrushajuschij-kontrol/ultrazvukovye-defektoskopy/sonatest/%d0%bf%d1%80%d0%be%d0%b2%d0%b5%d1%80%d0%ba%d0%b0-%d0%ba%d0%be%d1%80%d1%80%d0%be%d0%b7%d0%b8%d0%b8-2/sitescan-d/">http://www.neokon.lt/oborudovanie/nerazrushajuschij-kontrol/ultrazvukovye-defektoskopy/sonatest/%d0%bf%d1%80%d0%be%d0%b2%d0%b5%d1%80%d0%ba%d0%b0-%d0%ba%d0%be%d1%80%d1%80%d0%be%d0%b7%d0%b8%d0%b8-2/sitescan-d/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.85.	<b>HARFANG, Канада</b>	<b>Ультразвуковой дефектоскоп на фазированных решетках X-32</b>	Сведения отсутствуют	1.6.2.7.3	<a href="http://www.neokon.lt/oborudovanie/nerazrushajuschij-kontrol/ultrazvukovye-defektoskopy/harfang/x-32/">http://www.neokon.lt/oborudovanie/nerazrushajuschij-kontrol/ultrazvukovye-defektoskopy/harfang/x-32/</a>
1.86.	ArcelorMittal (Люксембург)	Трубы для нефтегазопроводов	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://aktau.arcelormittal.com">http://aktau.arcelormittal.com</a>
1.87.	АО «Никопольский Южнотрубный завод» (Украина)	Стальные бесшовные горячекатаные (в том числе – нержавеющие), холоднодеформированные электросварочные трубы и трубы из нержавеющих марок стали	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2.2	<a href="http://mov.ru/catalog/34/59/nikopolskiy-yuzhnotrubnyy-zavod/">http://mov.ru/catalog/34/59/nikopolskiy-yuzhnotrubnyy-zavod/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.88.	АО «Нижнеднепровский трубопрокатный завод» (Украина)	Бесшовные обсадные (диаметром 168 – 325 мм.), насосно-компрессорные и нефтепроводных труб диаметром 351 мм	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2	<a href="http://nizhnodniprovskiy-truboprokatniy-zavod.biz-gid.ru/">http://nizhnodniprovskiy-truboprokatniy-zavod.biz-gid.ru/</a>
1.89.	АО «Харцызский трубный завод» (Украина)	Прямошовные электро-сварочные трубы большого диаметра (530, 630, 720, 820, 1120, 1220 и 1420 мм.) из углеродных и легированных марок стали	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.1	<a href="http://pipe.metinvestholding.com/ru">http://pipe.metinvestholding.com/ru</a>



Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.90.	АО «Новомосковский трубный завод» (Украина)	Прямошовные электро- сварочные трубы диамет- ром 290 – 426, 530 и 1016 мм	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.1	<a href="http://novomoskovskiy-trubniy-zavod.biz-gid.ru/">http://novomoskovskiy- trubniy-zavod.biz-gid.ru/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.91	BAOSHIDA HOLDING GROUP (Китай)	Компания специализиру- ется в проектировании и производстве нефтяного оборудования, точной об- работки меди, кабели, LED продукции, горяче- катаной стали, холоднока- таной стали, холодноотяну- той стали	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://www.seekpart.com/company/183959/">http://www.seekpart.com/com- pany/183959/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.92.	Ningbo Intelligent Stainless Steel Co. (Ки- тай)	Компания специализиру- ется на производстве бес- шовных труб из нержаве- ющей стали: Наружный диаметр:6 до 630mm Толщина стенки:0,25 до 50 mm	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2.2	<a href="http://ningbo-intelligent-stainless-steel-coltd.satu.kz/">http://ningbo-intelligent- stainless-steel-coltd.satu.kz/</a>
1.93.	ООО «Таньян» (Ки- тай)	Производство бесшовных стальных труб	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2.2	<a href="http://www.stroybest.ru/catalog/view/6838">http://www.stroybest.ru/catalo g/view/6838</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.94.	ООО «Чжэцзянская нержавеющая сталь- ная компания ПЭНЕ» (Китай)	Трубы из нержавеющей стали	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2.2	<a href="http://cn.pulscen.biz/firms/98117861/about">http://cn.pulscen.biz/firms/98117861/about</a>
1.95.	Zhejiang Julong (Ки- тай)	Нержавеющие стальные трубы	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://www.zjsteel.com/">http://www.zjsteel.com/</a>
1.96.	Shanghai Shengyang Fluid Equipment (Ки- тай)	Завод производит нержа- веющие стальные бес- шовные трубы и сварные трубы	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://www.shengyangpipe.com/">http://www.shengyangpipe.com/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.97.	Stahl, GmbH (Германия)	Трубопрокатный завод, профилирование, резка металла.	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://stahlcranes.com/ru/index.php">http://stahlcranes.com/ru/index.php</a>
1.98.	ОДО «Белавтозапчасть» (Белоруссия)	Производство труб стальных холоднодеформированных, гидроцилиндров	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://baz.by/truba-stal">http://baz.by/truba-stal</a>
1.99.	ТОО «Трубокомплект» (Казахстан)	Поставка труб в ППУ-изоляции для тепловых сетей и нефтепроводов	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://www.tssgroup.kz/">http://www.tssgroup.kz/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.100.	СП «Гашкентский трубный завод» (Уз- бекистан)	Трубы и трубки из угле- родистой стали: - Трубы и трубки из низ- коуглеродистой стали	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://3440.uz.all.biz/">http://3440.uz.all.biz/</a>
1.101.	ООО «Синьянь» (Китай)	Обсадные трубы, Насосно компрессорные трубы (НКТ), Брильные трубы, Бесшовные трубы и Па- трубок.	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://www.casingpipe1.com/">http://www.casingpipe1.com/</a>
1.102.	ООО «Чжэцзян Гуа- ньюй Стилтьюб Ко ЛТД» (Китай)	Трубы бесшовные нержа- вующие	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2	<a href="http://chzhetszyan-guanyuj-stil-tyub-ko-ltd.uaprom.net/">http://chzhetszyan-guanyuj- stil-tyub-ko-ltd.uaprom.net/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.103.	ООО «Чан инг нержа- вующая труба» (Ки- тай)	Нержавеющие бесшовные холоднодеформированные трубы. Наружный диаметр труб 6 - 325 mm, толщина стены 1 - 30 mm	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2	<a href="http://www.cyss.cn/">http://www.cyss.cn/</a>
1.104.	ООО «Гуаньюй» (Ки- тай)	Производитель стальных нержавеющих труб	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://www.zjguanyu.com/">http://www.zjguanyu.com/</a>
1.105.	ООО «ГД Партнер Групп» (Украина)	Производитель электро- сварных нержавеющих труб	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://www.partnerua.com/">http://www.partnerua.com/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
<b>Отечественные организации</b>					
2.1.	Компания DENDOR Valve Industria	Представлены особенности и описаны основные типы компенсаторов трубопровода	Сведения отсутствуют	1.2.13	<a href="http://dendor.ru/article/types-of-compensators/">http://dendor.ru/article/types-of-compensators/</a>
2.2.	ЗАО «Сплав-Спецтехнология», Россия	Сильфонные компенсаторы, как современный способ компенсации трубопроводных систем.	Сведения отсутствуют	1.2.13	<a href="http://www.splavst.ru/articles/P10/">http://www.splavst.ru/articles/P10/</a>



Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.3	«МС Групп»	Трубы стальные для трубопроводов	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1	<a href="http://msgrupp.ru/trubnaya-produkciya/truby-elektrosvarnye/">http://msgrupp.ru/trubnaya-produkciya/truby-elektrosvarnye/</a>
2.4.	ОАО «Волжский трубный завод»	Трубы стальные электросварные прямошовные	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2.2	<a href="http://www.tmkgroup.ru/volgbasic_prod.php">http://www.tmkgroup.ru/volgbasic_prod.php</a>
2.5.	ООО «МеталлоРесурс»	Трубы стальные электросварные прямошовные	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2.2	<a href="http://www.mrnn.ru/pipe-2.htm">http://www.mrnn.ru/pipe-2.htm</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.6.	ООО «Новьсталь», Россия	Производство электро- сварных прямошовных нержавеющих труб мало- го и среднего диаметра	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2.2	<a href="http://ooo-novstal.ru">http://ooo-novstal.ru</a>
2.7.	ООО «ГК Ренессанс НГТС», Россия	Производство электро- сварных прямошовных труб	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.1.2.2	<a href="http://www.gkr-ngts.ru/informaciya/proizvodstvo-elektrosvarnyh-pryamoshevnyh-trub/">http://www.gkr- ngts.ru/informaciya/proizvodst- vo-elektrosvarnyh- pryamoshevnyh-trub/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.8.	ЗАО «Серебряный мир 2000»	Производство гнутых от- водов. Технология индукционно- го нагрева. Трехмерная гибка труб	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.1.2	<a href="http://www.sm2000.ru/192">http://www.sm2000.ru/192</a>
2.9.	ООО «АрктикНефте- газГрупп», Россия	Тройники ТШС, ТС ТШСР ТСР	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.2.2	<a href="http://arctic-tec.ru/osnovnye-razdely/otvody-troyniki-perehody-dnisha/troyniki-tshs-ts-tshsr-tsr/ID-nomenyu-591.html">http://arctic-tec.ru/osnovnye-razdely/otvody-troyniki-perehody-dnisha/troyniki-tshs-ts-tshsr-tsr/ID-nomenyu-591.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.10.	ООО «Невский завод ТРУБОДЕТАЛЬ», Россия	Тройники сварные и тройники штампосварные.	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.2.2	<a href="http://trubadetal.ru/products/troyniki_svarnye/">http://trubadetal.ru/products/troyniki_svarnye/</a>
2.11.	ООО«КБ Групп», Россия	Тройник сварной (ТС)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.2.3	<a href="http://www.ru-truba.ru/main/troiniki/svarnye#begin">http://www.ru-truba.ru/main/troiniki/svarnye#begin</a>
2.12.	ЗАО «Пензенский за- вод трубопроводной арматуры», Россия	Тройник переходной сварной с накладками и защитной решеткой	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.2.4	<a href="http://www.grant-k.ru/troinik-perehodnoi-svarnoi-s-nakladkami-i-zashitnoi-reshetkoi/">http://www.grant-k.ru/troinik-perehodnoi-svarnoi-s-nakladkami-i-zashitnoi-reshetkoi/</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.13.	Частное Производственное Торговое Унитарное Предприятие «РЭНМЭЙ», Россия	Переходы концентрические штампованные	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.3	<a href="http://ranmay.by/detalitruboprovodov-dlya-neftegazokhimicheskogo-kompleksa/perekhody-kontsentricheskie-shtampovannye">http://ranmay.by/detalitruboprovodov-dlya-neftegazokhimicheskogo-kompleksa/perekhody-kontsentricheskie-shtampovannye</a>
2.14.	ЭнергоПромСистема, Россия	Днища эллиптические	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.1.4	<a href="http://www.energoproms.ru/catalog/20/250/">http://www.energoproms.ru/catalog/20/250/</a>
2.15.	ООО «ПромЭнерго», Россия	Отводы	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.1.1	<a href="http://promenergoural.ru/component/virtuemart/view/category/virtuemart_category_id/5">http://promenergoural.ru/component/virtuemart/view/category/virtuemart_category_id/5</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.16.	ООО «Невский завод ТРУБОДЕТАЛЬ», Россия	Отводы гнутые. Отводы гнутые с прямыми участ- ками.  Отводы 13ХФА, 12x18н10т	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.1.2	<a href="http://trubadetal.ru/products/otvody_gnutye/">http://truba- detal.ru/products/ otvody_gnut ye/</a>
2.17.	ООО «Компания Серминс», Россия	Отводы гнутые	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.1.2	<a href="http://www.acrossteel.ru/otvodi-gnutie.html">http://www.acrossteel.ru/otvod i-gnutie.html</a>
2.18.	ООО «Энергопромде- таль», Россия	Переходы концентриче- ские и эксцентрические	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.3	<a href="http://epdnn.ru/perehodi">http://epdnn.ru/perehodi</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.19.	ООО «ГК Ренессанс Нефте-Газовые труб- ные системы» , Россия	Переходы стальные кон- центрические	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.3.1	<a href="http://www.gkr-ngts.ru/soedinitelnye-detali-truboprovodov.html/detali-truboprovodov-obshepromyshlennogo-naznacheniya/perehody-stalnye/koncentricheskie/">http://www.gkr- ngts.ru/soedinitelnye-detali- truboprovodov.html/detali- truboprovodov- obshepromyshlennogo- naznacheniya/perehody- stalnye/koncentricheskie/</a>
2.20.	Нева ЗМК, Россия	Производство изготовле- ние штамповка днищ	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.4	<a href="http://neva-zmk.ru/contacts/contact-info">http://neva- zmk.ru/contacts/contact-info</a>
2.21.	ООО «МСРТ ИНЖИ- НИРИНГ», Россия	Металлические сборно- разборные трубопроводы (МСРТ)	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.3	<a href="http://www.ngiproject.ru/services-msrt.html">http://www.ngiproject.ru/servic es-msrt.html</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.22.	«Кантар»	Отводы холодного гнущего	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.5	<a href="http://www.kantar-ts.ru/elbows-cold.html">http://www.kantar-ts.ru/elbows-cold.html</a>
2.23.	ОАО «Салаватнефтемаш»	Фильтры - грязеуловители нефтепроводов типа ФГ ш, ФГ, ФГГ по ТУ 3683-013-12693592-98	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.6	<a href="http://www.snm.ru/products/magistralniy_truboprovod/76/">http://www.snm.ru/products/magistralniy_truboprovod/76/</a>
2.24.	ООО Торговый Дом «НЕФТЕГАЗ»	Камера запуска и приема внутритрубных средств для газопроводов	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.1 - 1.6.2.3.2	<a href="http://www.td-neftegaz.ru/produktsiya/ustrojs tvo-kamer-zapuska-i-priema sod-dlya-gazoprovodov">http://www.td-neftegaz.ru/produktsiya/ustrojs tvo-kamer-zapuska-i-priema sod-dlya-gazoprovodov</a>
2.25.	ЗАО «Оджи инжиниринг»	Камера запуска и приема	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.1 - 1.6.2.3.2	<a href="http://ogeeng.ru/upl/ru/page/file/22/broshyura_valvitalia_2.2.pdf">http://ogeeng.ru/upl/ru/page/file/22/broshyura_valvitalia_2.2.pdf</a>



Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.26.	ЗАО «Газпром СтройТЭК Салават»	Полимерконтейнерное балластирующее устрой- ство - модернизированная конструкция сдвоенная ПКБУ-МКС	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.5	<a href="http://gazpromss.ru/production/ballast_unit/14/">http://gazpromss.ru/production/ ballast_unit/14/</a>
2.27.	ООО «Корпорация М»	Полимерно-контейнерные балластирующие устрой- ства	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.5	<a href="http://korpm67.ru/assets/images/neft6.pdf">http://korpm67.ru/assets/image s/neft6.pdf</a>

Продолжение таблицы 5.11

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.28.	ООО «Снабжение и Комплектация»	Грунтозаполняемые балластирующие устройства и утяжелители из технических тканей, защита трубопровода от всплытия	Сведения отсутствуют	1.6.2.3.5	<a href="http://snabkomchel.ru/gruntoza-polnyaemye-ballastiruyuschi">http://snabkomchel.ru/gruntoza-polnyaemye-ballastiruyuschi</a>

Анализ проработки зарубежного и отечественного опыта в нефтегазовой отрасли показывает, что производители оборудования предназначенного для использования на магистральных трубопроводах, обеспечивая надежность эксплуатации да счет соблюдения нормативно технической документации.

Для строительства трубопроводов высокого давления эффективно использование труб из высокопрочных сталей категории прочности X80, X100, а в перспективе до X120. Многие трубные предприятия Европы, Северной Америки и Японии изготавливают трубы таких классов прочности. В настоящее время не существует серьезных аргументов против использования этих труб для строительства новых трубопроводов, эксплуатируемых под давлением свыше 10 МПа. Тем более что в Германии, Словакии и Канаде были получены хо-

рошие результаты при эксплуатации газопроводов, смонтированных из высокопрочных труб, благодаря чему существенно уменьшились металлоемкость, стоимость их сооружения и эксплуатации.

Например, применение труб категории прочности X80 при сооружении трубопроводов «Рургаза» привело к значительной экономии материала по сравнению с применением труб категории X70 за счет снижения толщины стенки с 20,8 мм для X70 до 18,3 мм для X80.

Предварительная экономическая оценка использования сталей X100 в трубопроводах высокого давления показала, что это может привести к снижению инвестиционных затрат на 7 % по сравнению с трубопроводами из сталей категории прочности X80 и до 30 % по сравнению со сталями категории прочности X70.

Сравнительная оценка затрат на строительство трубопровода из сталей X70 и X120, выполненная компанией ExxonMobile, также показала экономическую целесообразность использования высокопрочных трубных сталей в системах транспортировки углеводородного сырья на большие расстояния.

В России опыт применения таких сталей при строительстве трубопроводов отсутствует. Использование труб класса прочности X80 впервые реализуется при строительстве газопровода высокого давления (11,8 МПа) на трассе Бованенково — Ухта. Работы по освоению производства труб из высокопрочных сталей в последние годы активно проводятся на Выксунском, Волжском и Ижорском трубных заводах.

Успешное использование высокопрочных сталей для строительства трубопроводов, особенно в условиях отрицательных температур, во многом будет определяться решением целого ряда проблем, связанных с вопросами их свариваемости, особенно в условиях отрицательных температур, и разработки рациональных технологических процессов сварки, обеспечивающих высокий уровень прочностных, пластических свойств сварных соединений, сопротивление хрупкому разрушению в процессе эксплуатации. Рассмотрению этих вопросов посвящены материалы данной книги.

Таблица 5.12 – Сведения о современных исследованиях и разработках ведущих академических, научных и производственных организаций

№ п/п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	НПО «Параллель»	Индукционные установки нагрева труб и прутков ИНТ	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.2.2.1.1	<a href="http://индукционныйнагрев.рф/products/?SECTION_ID=19">http://индукционныйнагрев.рф/products/?SECTION_ID=19</a>
2.	ФГУП «ГосНИИ по химмотологии»	Устройство для укладки полевых сборно-разборных трубопроводов на дно водоема	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU 2272952	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.3	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/227/2272952.html">http://www.findpatent.ru/patent/227/2272952.html</a>

Продолжение таблицы 5.12

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.	ОАО «Кыштымское машиностроительное объединение»	Способ холодной гибки труб	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ 2397835	Сведения отсутствуют	1.6.2.1.5	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/239/2397835.html">http://www.findpatent.ru/patent/239/2397835.html</a>

Современные исследования и разработки ведущих академических, научных и производственных организаций по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов», направлены на развитие новых способов холодной гибки труб, укладки сборно-разборных трубопроводов.

**5.4 Новые (перспективные) тематики НИОКР по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации линейной части магистральных нефтепроводов», предложенные по результатам выполнения НИР**

Таблица 5.13 - Разработки, необходимые для эффективной и своевременной реализации инвестиционных проектов и последующей эксплуатации построенных объектов

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разработки для целей проекта	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внедрения	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6
1.	Система обнаружения утечек	Несовершенство применяемых систем обнаружения утечек	Комбинированных систем утечек не имеется	Применение на магистральных нефтепроводах различных диаметров	2.6.1
2.	Система для запасовки-выемки средств для очистки и/или диагностики трубопроводов	Увеличение скорости производства работ по очистке и/или диагностики трубопроводов	Информация отсутствует	Применение на магистральных нефтепроводах различных диаметров	1.6.2.3.1

Продолжение таблицы 5.13

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разработки для целей проекта	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внедрения	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6
3.	Устройство для выпуска газовой среды	Повышение надежности и эффективности работы нефтепровода	Вантуза	Применение на магистральных нефтепроводах различных диаметров	1.6.2.3.4
4.	Футеровочный мат под балластирующие устройства для трубопроводов	Предотвращение отклонения проектного положения нефтепровода	Балластирующие устройства	Применение на магистральных нефтепроводах различных диаметров	1.6.2.3.5

Продолжение таблицы 5.13

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разработки для целей проекта	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внедрения	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6
5.	Полимерно-контейнерные балластирующие устройства	Предотвращение отклонения проектного положения нефтепровода	Железобетонные балластирующие устройства	Применение на магистральных нефтепроводах различных диаметров	1.6.2.3.5
6.	Комбинированное плитное балластирующее устройство	Предотвращение отклонения проектного положения нефтепровода	Железобетонные балластирующие устройства	Применение на магистральных нефтепроводах различных диаметров	1.6.2.3.5



Продолжение таблицы 5.13

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разработки для целей проекта	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внедрения	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6
7.	Устройство для формообразования крутоизогнутых отводов	Необходимость производства крутоизогнутых отводов в полевых условиях	Крутоизогнутые отводы в заводском исполнении	Применение на магистральных нефтепроводах различных диаметров	1.6.2.1.2.2.1.1
8.	Гибка с индукционным нагревом	Повышения надежности и прочности крутоизогнутых отводов	Крутоизогнутые отводы в заводском исполнении	Применение на магистральных нефтепроводах различных диаметров	1.6.2.1.2.2.1.1

Продолжение таблицы 5.13

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разра- ботки для целей проек- та	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внед- рения	Разделы классификато- ра направлений разра- боток, к которым отно- сятся сведения
1	2	3	4	5	6
9.	Сильфонные компенсаторы	Предотвращение дефор- мации, отклонения от проектного положения и разрушения трубопрово- дов.	Компенсаторы	Применение на магистральных нефтепроводах различных диаметров	1.2.13

Ввиду необходимости постоянного мониторинга линейной части трубопроводов и последующего проведения ремонтных работ по переизоляции- необходимо разработать и внедрить способы ремонта с подъемом в траншеи. Это позволяет значительно сократить трудоемкость ремонтных работ, исключить влияние неуправляемых рисков, повышать качество и эффективность переизоляции магистральных нефтепроводов. Необходимо разработать комбинированные способы обнаружения утечек нефти и нефтепродуктов из поврежденного трубопровода, что позволит сократить потери нефти и свести к минимуму загрязнения окружающей среды. Необходимо рассмотреть возможность применения современных камер- приема запуска дефектоскопов и средств очистки, с учетом развития систем для заправки-выемки средств для очистки и/или диагностики трубопроводов. Для повышения надежности эксплуатации магистральных трубопроводов необходимо разработать компенсаторы для всей номенклатуры труб и отводов. В связи с прокладкой трубопроводов в болотистой местности и на обводненных участках - необходимо детально проработать имеющиеся способы балластирования. Наиболее перспективными способами балластирования на сегодняшний день являются комбинированные способы, а также применение полимерных контейнеров.

Таблица 5.14 – Разработки, направленные на повышение эффективности и надежности процессов перекачки нефти и нефтепродуктов, эксплуатации, технологического обслуживания, ремонта и диагностики объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

№	Наименование разработки	Выявлению проблемы, на решение которых направлена разработка	Основные причины	Технологический процесс на совершенствование, которого направлена разработка	Предполагаемый положительный эффект от результатов разработки	Обоснование разработки(кратко)	Наименование производителей предлагающих новые образцы оборудование, материалы, технологии	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Теплоизоляционное покрытие нефтепровода	Обеспечение проектного положения магистрального нефтепровода в зоне вечномерзлых грунтов	Выявлены недостатки теплоизоляционного покрытия	Прокладка трубопровода в вечномерзлых грунтах	Позволит обеспечить проектное положение в вечномерзлых грунтах	На основе детального анализа условий прокладки трубопровода в вечномерзлых грунтах применять трубы с заводским теплоизоляционным покрытием	Отсутствуют	2.8.10

Продолжение таблицы 5.14

№	Наименование разработки	Выявлению проблемы, на решение которых направлена разработка	Основные причины	Технологический процесс на совершенствование, которого направлена разработка	Предполагаемый положительный эффект от результатов разработки	Обоснование разработки(кратко)	Наименование производителей предлагающих новые образцы оборудование, материалы, технологии	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2.	Футеровочный мат под балластирующие устройства для трубопроводов	Нарушение положения МФ под БГ на трубопроводе при его сооружении и в течение периода эксплуатации	Истирание мягких соединительных поясов БГ	Балластировка трубопровода	Предотвращение отклонения проектного положения нефтепровода	Устройство позволит защитить от повреждений изоляцию трубопровода, защитить мягкие соединительные пояса БГ от истирания при эксплуатационных подвижках трубопровода, упрощающее	Информация отсутствует	1.6.2.3.5

Продолжение таблицы 5.14

№	Наименование разработки	Выявлению проблемы, на решение которых направлена разработка	Основные причины	Технологический процесс на совершенствование, которого направлена разработка	Предполагаемый положительный эффект от результатов разработки	Обоснование разработки(кратко)	Наименование производителей предлагающих новые образцы оборудования, материалы, технологии	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.	Полимерно-контейнерные балластирующие устройства	Необходимость замены железобетонныхпригрузов альтернативными вариантами	Высокие затраты при устройстве баллаستировки железобетоннымипригрузами	Балластировка трубопровода	Предотвращение отклонения проектного положения нефтепровода	Снижение затрат на сооружение трубопроводов в болотистой местности	ООО «Снабжение и Комплектация», ЗАО «Газпром СтройТЭК Салават», ООО «Корпорация М»	1.6.2.3.5

Необходимо проанализировать и откорректировать нормативно-техническую документацию с учетом применения полимерных контейнеров для балластировки трубопроводов. Применение полимерных контейнеров позволит повысить надежность эксплуатации линейной части магистральных трубопроводов, а также снизить затраты на проведение работ по балластировке трубопроводов. Применение труб с обетонированием на заводах также позволяет повысить надежность эксплуатации линейной части. Соответственно, необходимо разработать универсальные полимерные контейнеры для балластировки. Необходимо внедрять комбинированные способы балластировки трубопроводов, с целью снижения затрат на производство работ, а также для увеличения темпов производства работ по балластировке трубопроводов.

**5.5 Научно-технические сведения, использованные при выполнении НИР по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации резервуарных парков»**

Использованные сведения об актуальных проблемных вопросах производственной деятельности по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации резервуарных парков»

Таблица 5.15 – Сведения, полученные по итогам участия и анализа материалов выставочно-конгрессных мероприятий

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	65-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2011»	Россия 2011	Проектирование сооружения и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	А.М. Сайфутдинов Особенности монтажа цилиндрического резервуара	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	Сборник тезисов 65-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2011»



Продолжение таблицы 5.15

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
2.	66-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2012»	Россия 2012	Проектирование сооружения и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	А.Н. Васютин, Д.В. Ерохов, О.С. Хрыков Конструкция окрайки стальных вертикальных резервуаров	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	Сборник тезисов 66-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2012»

Продолжение таблицы 5.15

№ п/п	Наименование выставочно-конгрессного мероприятия	Страна, год проведения	Тематика мероприятия	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8
3.	66-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ 2012»	Россия 2012	Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта	Г.В. Емельянов, Д.В. Сергеева Конструкции резервуаров большого объема повышенной надежности	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	Сборник тезисов 66-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ 2012»

Ведутся работы по созданию методик оценки остаточного ресурса резервуаров и прогнозирования влияния колебания температуры окружающей среды, воздействия ветровой и снеговой нагрузки, гидравлического давления налитого нефтепродукта, вызывающего горизонтальное кольцевое напряжение, неравномерные просадки резервуаров, знакопеременное давление в газовом пространстве, отклонения корпуса от формы цилиндра, дефекты в сварных швах.

Таблица 5.16 – Сведения, полученные по итогам анализа периодических изданий и специализированных ресурсов сети Интернет

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.	Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов №3 2012г.	В.В. Косяков, Р.Ф. Рашитов. Вопросы расчета снеговых нагрузок на плавающую крышу резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов	Сведения отсутствуют	2.18.2	
2.	Интернет	Компания «Газовик-нефть» Резервуары из стеклопластика	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://gazovik-pgo.ru/cat/articles/rezervuary_iz_stekloplastika/">http://gazovik-pgo.ru/cat/articles/rezervuary_iz_stekloplastika/</a>
3.	Интернет	Компания «Газовик-нефть» Эластичные резервуары	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://gazovik-pgo.ru/cat/articles/elastic_hnye_rezervuari/">http://gazovik-pgo.ru/cat/articles/elastic_hnye_rezervuari/</a>

Продолжение таблицы 5.16

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
4.	Интернет	П.А. Сулова Универсальный дыхательный клапан непримерзающий (патент РФ № 2357900)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.1	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2357900">http://www.freepatent.ru/patents/2357900</a>
5.	Интернет	О.С. Кочетов, М. О. Стареева Предохранительный огнезащитный клапан (патент РФ № 2472999)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.2	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2472999">http://www.freepatent.ru/patents/2472999</a>
6.	Интернет	Завод деталей трубопроводов «РЕКОМ»	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.4	<a href="http://www.zavod-rekom.ru/products/81/">http://www.zavod-rekom.ru/products/81/</a>
7.	Интернет	<b>ООО Механический завод «Энергопромсистема»</b> Штуцеры ОСТ 34.10.761-97	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.4	<a href="http://mehzavod.com/catalog/114/521/">http://mehzavod.com/catalog/114/521/</a>

Продолжение таблицы 5.16

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
8.	Интернет	Компания «Газовик-нефть» Патрубок вентиляционный ПВ	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.5	<a href="http://gazovik-pgo.ru/cat/oborud/sokras_henie_potter/pat_pv/">http://gazovik-pgo.ru/cat/oborud/sokras_henie_potter/pat_pv/</a>
9.	Интернет	<b>Волжский завод металлоконструкций и резервуаров</b> Хлопушка электроприводная ЭХ-700	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.5	<a href="http://vzmir.ru/?point=47">http://vzmir.ru/?point=47</a>
10.	Интернет	Компания « <b>Волга Пром Контракт</b> » Хлопушка электроприводная ЭХ-700	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.5	<a href="http://www.vpksamara.ru/hlopushki">http://www.vpksamara.ru/hlopushki</a>

Продолжение таблицы 5.16

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
11.	Интернет	Поволжский завод нефтяного машиностроения «Нефтемаш» Хлопушка электроприводная ЭХ-700	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.5	<a href="http://zavod-neftemash.ru/xlopushka-elektroprivodnaya-ex-700/">http://zavod-neftemash.ru/xlopushka-elektroprivodnaya-ex-700/</a>
12.	Интернет	ООО «ВолНА» Механизм управления хлопушкой МУ	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.7	<a href="http://www.zavod-volna.com/mehanizm-upravleniya-hlopushkoy-muv">http://www.zavod-volna.com/mehanizm-upravleniya-hlopushkoy-muv</a>
13.	Интернет	Группа компаний «Нефтегазмаш» Боковой механизм управления хлопушкой	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.7	<a href="http://www.ngm-group.ru/oborud/MUV_side/">http://www.ngm-group.ru/oborud/MUV_side/</a>

Продолжение таблицы 5.16

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
14.	Интернет	Компания «Газовик -нефть» Люк-лаз ЛЛ (ЛЛ-500, ЛЛ-600, ЛЛ-800, ЛЛ-600/900)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.8	<a href="http://gazovik-neft.ru/catalogue/oil/hatch/031/">http://gazovik-neft.ru/catalogue/oil/hatch/031/</a>
15.	Интернет	Ю.Г. Желтышев, А.И. Головачев Гибкий усиленный рукав с комбинированным силовым каркасом (патент РФ № 2066415)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.9	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2066415">http://www.freepatent.ru/patents/2066415</a>
16.	Интернет	Устройство вывода текучих продуктов из емкости и раздаточный патрубок (патент РФ № 2323145)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.10	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/232315">http://www.freepatent.ru/patents/232315</a>

Продолжение таблицы 5.16

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
17.	Интернет	<a href="#">БОНЕТ ПЕДРОЛЬ Хауме</a> Выпускной патрубков для эластичного резервуара	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.10	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/250/2502658">http://www.findpatent.ru/patent/250/2502658</a>
18.	Интернет	А.Ф. Луцык Способ размыва донных отложений в резервуаре (патент РФ № 2443483)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.12	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2443483">http://www.freepatent.ru/patents/2443483</a>
19.	Интернет	Тайфун	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.12	<a href="http://rstroitel.ru/catalog/rezervuarnoe-oborudovanie/ystroistva-razmiva/tajfun">http://rstroitel.ru/catalog/rezervuarnoe-oborudovanie/ystroistva-razmiva/tajfun</a>



Продолжение таблицы 5.16

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
20.	Интернет	Мешалки НХ, НХ-Д, НХ-Н, НХ-НД для нефтепродуктов	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.12	<a href="http://r-stroitel.ru/catalog/rezervuarnoe-oborudovanie/ystroistva-razmiva/meshalka-nh">http://r-stroitel.ru/catalog/rezervuarnoe-oborudovanie/ystroistva-razmiva/meshalka-nh</a>
21.	Интернет	Сопла веерные СВ-1200	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.12	<a href="http://r-stroitel.ru/catalog/rezervuarnoe-oborudovanie/ystroistva-razmiva/sopla-veerneysv-1200">http://r-stroitel.ru/catalog/rezervuarnoe-oborudovanie/ystroistva-razmiva/sopla-veerneysv-1200</a>

Продолжение таблицы 5.16

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
22.	Интернет	П.Б. Гринберг, В.В. Совпель, Н.Д. Пугачев Фланец приварной (патент РФ № 2393373)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.14	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2393373">http://www.freepatent.ru/patents/2393373</a>
23.	Интернет	Е.М. Булыжёв, Э.Е. Булыжёв Фланец и соединение труб с помощью этого фланца (патент РФ № 2279010)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.14	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2279010">http://www.freepatent.ru/patents/2279010</a>

Продолжение таблицы 5.16

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
24.	Интернет	ООО «Восстройкомплит» Фланцы ГОСТ 12821-80	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.14	<a href="http://vsk63.ru/flantsy-gost-12821-80">http://vsk63.ru/flantsy-gost-12821-80</a>
25.	Интернет	ЗАО «Нефтемонтаждиагностика»	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.16	<a href="http://nmdcomp.ru/content/view/55/53/lang.ru/">http://nmdcomp.ru/content/view/55/53/lang.ru/</a>
26.	Интернет	О.С. Кочетов Камера низкократной пены (патент РФ № 2401677)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.18	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2401677">http://www.freepatent.ru/patents/2401677</a>
27.	Интернет	В.И. Трифонов Резервуар с устройством для отвода ливневых вод с плавающей крыши (патент РФ № 2131836)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.21	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2131836">http://www.freepatent.ru/patents/2131836</a>

Продолжение таблицы 5.16

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
28.	Интернет	ООО «НПЦ «Шэрыкъ» Водоспускное устройство	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.21	<a href="http://www.sheryk.ru/catalog/razdel/vodospusknoe-ustroystvo">http://www.sheryk.ru/catalog/razdel/vodospusknoe-ustroystvo</a>
29.	Интернет	ОАО «НЕФТЕМАШ» Огнепреградитель со съёмной касетой ОПН-80	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.23	<a href="http://www.sapcon.ru/catalogue/reservoir/479/">http://www.sapcon.ru/catalogue/reservoir/479/</a>

Основным направлением в области прогнозирования остаточного ресурса резервуаров является совершенствование методик технического диагностирования. Особое внимание уделяется таким методам диагностирования как: визуальный и измерительный контроль, ультразвуковая толщинометрия, сканирование, ультразвуковой контроль, акустико-эмиссионный контроль, капиллярный контроль, течеискание пузырьковым вакуумным способом, контроль избыточным давлением, геодезические измерения, нивелирование, механические испытания и определение химического состава металла.

Ведутся разработки в области повышения надежности работы резервуаров, не оборудованных понтонами за счет увеличения числа дыхательных клапанов. Для этого дыхательные клапаны должны быть дублированы предохранительными клапанами с той же производительностью, настроенными на давление срабатывания, на 5–10% большее, чем давление срабатывания дыхательных клапанов.

Ведутся разработки в области совершенствования оборудования резервуаров. Особое внимание уделяется хлопушкам, методам и способам управления хлопушками.

Рассматриваются и совершенствуются способы размывки донных отложений резервуаров. В перспективе будут устраняться недостатки уже имеющихся образцов. Указанная задача может решаться путем использования для размыва донных отложений струи нефти подаваемой в отдельные устройства размыва, расположенные на днище резервуара. При этом двигатель и насос, подающий нефть, может располагаться вне стенки резервуара. Забор нефти возможно производить из зоны без донных осадков, а подача в резервуар к устройствам размыва происходит по отдельным трубопроводам, каждый из которых выполнен с возможностью регулировки подачи нефти. На концах трубопроводов установлены модернизированные устройства для изменения направления струи подаваемой нефти.

Таблица 5.17 – Сведения, полученные по итогам анализа материалов научно-технических библиотек и архивов (в т.ч. их БД)

№ п/п	Наименование Источника (библиотека, архив)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Материаловедческие условия надежности резервуаров для хранения нефти нефтетранспортной системы Заполярье – Пурпе.	Сведения отсутствуют	1.2.21.1	Журнал «Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов» / №2 2012 г.
2.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Обследование днища вертикальных стальных резервуаров без удаления антикоррозионного покрытия с использованием магнитных дефектоскопов.	Сведения отсутствуют	1.2.21.1	Журнал «Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов» / №4 2011 г.

Продолжение таблицы 5.17

№ п/п	Наименование источника (из- дания, интер- нет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных ма- териалах (организации, авторы, ис- следования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формирова- нии новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Ссылка на получен- ные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
3.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Коррозионное разрушение стальных резервуаров хранения нефти.	Сведения отсутствуют	1.2.21.1	Журнал «Трубопро- водный транспорт. Теория и практика» / №3 2011 г.
4.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Повышение надежности вертикальных стальных резервуаров относительно хрупкого разрушения.	Сведения отсутствуют	1.2.21.1	Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ» / №2 февраль 2010 г.

Продолжение таблицы 5.17

№ п/п	Наименование источника (из- дания, интер- нет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных ма- териалах (организации, авторы, ис- следования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формирова- нии новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Ссылка на получен- ные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
5.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Снеговые нагрузки и конструктивные параметры сферических алюминиевых крыш для вертикальных цилиндриче- ских стальных и железобетонных резер- вуаров.	Сведения отсутствуют	1.2.21.1	Журнал «Наука и тех- нология трубопровод- ного транспорта нефти и нефтепродук- тов» / №3 2012 г.
6.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Вычислительная технология определе- ния напряженно-деформированного со- стояния конструкций вертикальных стальных резервуаров с использованием метода конечных элементов.	Сведения отсутствуют	1.2.21.1	Журнал «Наука и тех- нология трубопровод- ного транспорта нефти и нефтепродук- тов» / №1 2013 г.



Продолжение таблицы 5.17

№ п/п	Наименование источника (из- дания, интер- нет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных ма- териалах (организации, авторы, ис- следования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формирова- нии новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Ссылка на получен- ные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
7.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Вопросы расчета снеговых нагрузок на плавающую крышу резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.	Сведения отсутствуют	1.2.21.1	Журнал «Наука и тех- нология трубопровод- ного транспорта нефти и нефтепродук- тов» / №3 2012 г
8.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Особенности хрупкого разрушения вер- тикальных стальных резервуаров.	Сведения отсутствуют	1.2.21.1	Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ» / №9 сентябрь 2012 г.

Продолжение таблицы 5.17

№ п/п	Наименование источника (издания, интернет-ресурсы, БД)	Краткие сведения о полученных материалах (организации, авторы, исследования и разработки, патенты)	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
9.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Освоение ТРМЗ ОАО «СИБНЕФТЕ-ПРОВОД» технологического оборудования для резервуаров типа РВС (СКНР, ВУ 150).	Сведения отсутствуют	1.2.21.1	Журнал «Наука и технология трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов» / №1 2010 г.
10.	Библиотека РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина	Анализ повреждений горизонтальных стальных резервуаров для нефтепродуктов.	Сведения отсутствуют	1.2.21.1	Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012, № 4

На сегодняшний день активные разработки ведутся в области повышение надежности вертикальных стальных резервуаров относительно хрупкого разрушения. Разрабатываются модели разрушения, объясняющие несущественное влияние внешнего напряжения на хрупкое разрушение стальной сварной конструкции. Новизна данных моделей заключается в том, что для этого не требуется проводить термическую обработку всех сварных соединений РВС. Их общая длина может в зависимости от вместимости РВС достигать нескольких километров. Из анализа хрупких разрушений РВС можно заключить, что хрупкие трещины появляются только в определенных местах. У

РВС, смонтированных методом рулонирования это перекрестия первого и второго поясов монтажных швов, и т-образное соединение первого пояса с уторным швом. Эти швы выполняются ручной дуговой сваркой. Остальные швы выполняются автоматической сваркой на заводских стендах, где перекрестия подвергается дефектоскопии. Установлено, что с начала применения метода рулонирования не известно ни один случай хрупкого разрушения заводского шва.

Ведутся разработки в области определения напряженно-деформированного состояния конструкций вертикальных стальных резервуаров с использованием метода конечных элементов.

Анализ печатных работ показывает, что особое внимание уделяется вопросам расчета снеговых нагрузок на плавающую крышу резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. При этом уделяется внимание повышению прочностных характеристик резервуаров.

Таблица 5.18 – Сведения, полученные по результатам проработки и анализа зарубежного и отечественного опыта в нефтегазовой отрасли

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
<b>Зарубежные организации</b>					
1.1	ДрессерИндастриз, Инк	Предохранительный клапан	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.2	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2135871">http://www.freepatent.ru/patents/2135871</a>
1.2.	FAS FlussiggasAnlagenGmbH	Предохранительный клапан	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.2	<a href="http://fas.su/index.php?page=789">http://fas.su/index.php?page=789</a>
1.3.	ТОО «Казахстанский завод резервуарного оборудования»	Патрубок вентиляционный, ПВ 150, ПВ 200, ПВ 250, ПВ 300, ПВ 500	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.5	<a href="http://rezervuar.kz/dyihatelnyie-klapanyi/patrubok-ventilyatsionnyiy-pv-150-pv-200-pv-250-pv-300-pv-500-detail">http://rezervuar.kz/dyihatelnyie-klapanyi/patrubok-ventilyatsionnyiy-pv-150-pv-200-pv-250-pv-300-pv-500-detail</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.4.	BS&B Safety Systems, Ltd.	Разрывная мембрана. Хлопающие предохранительные мембраны	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.13	<a href="http://www.bsbsystems.ru/Rupture_Disks/rupture_disks">http://www.bsbsystems.ru/Rupture_Disks/rupture_disks</a>
1.5.	<b>FlexbimecInternationalsrl</b>	Заглушки для резервуаров	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.15	<a href="http://www.flexbimec.com/ru/content/%D0%B7%D0%B0%D0%B3%D0%BB%D1%83%D1%88%D0%BA%D0%B8-%D0%B4%D0%BB%D1%8F-%D1%80%D0%B5%D0%B7%D0%B5%D1%80%D0%B2%D1%83%D0%B0%D1%80%D0%BE%D0%B2">http://www.flexbimec.com/ru/content/%D0%B7%D0%B0%D0%B3%D0%BB%D1%83%D1%88%D0%BA%D0%B8-%D0%B4%D0%BB%D1%8F-%D1%80%D0%B5%D0%B7%D0%B5%D1%80%D0%B2%D1%83%D0%B0%D1%80%D0%BE%D0%B2</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.6.	PetroWiki USA	Oil Reservoir Primary Drive  Mechanisms  Oilstorage (Резервуары для хранения нефти)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://petrowiki.org/PEH%3AOil_Reservoir_Primary_Drive_Mechanisms">http://petrowiki.org/PEH%3AOil_Reservoir_Primary_Drive_Mechanisms</a> <a href="http://petrowiki.org/Oil_storage">http://petrowiki.org/Oil_storage</a>
1.7.	<b>Oil-Rite Corporation</b> USA	OilCupReservoirs (Резервуары для хранения нефти)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://lubrication-equipment.oilrite.com/Asset/Oil-Rite%20Oil%20and%20Industrial%20Fluid%20Reservoirs.pdf">http://lubrication-equipment.oilrite.com/Asset/Oil-Rite%20Oil%20and%20Industrial%20Fluid%20Reservoirs.pdf</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.8.	«ТЕХКОМЕТ» Румыния	Резервуар в резервуаре	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.techcomet.ru/rus/st1/">http://www.techcomet.ru/rus/st1/</a>
1.9.	TitanEnvironmenta UK	FuelTanks&OilTanks (Резервуары для хранения нефти)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://vimeo.com/41554304">http://vimeo.com/41554304</a>
1.10.	Fiberglass Tank & Pipe Institute USA	Tank Storage Application (Резервуарыдляхранения)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.fiberglasstankandpipe.com/tank.htm">http://www.fiberglasstankandpi pe.com/tank.htm</a>
1.11.	PanAmerica Environme nta USA	The OS Series oil water separators are designed per the American Petroleum Institute (API) separator design guidelines.	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://panamenv.com/PDF/OWS/OS/OIL_WATER_SEPARATOR_HOPPER_BOTTOM.pdf">http://panamenv.com/PDF/OW S/OS/OIL_WATER_SEPARA TOR_HOPPER_BOTTOM.pdf</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.12.	ShriRangaIndustries India	OilTanks (Нефтехранилища)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.srirangaindustries.com/oil-tanks.html#oil-tanks">http://www.srirangaindustries.com/oil-tanks.html#oil-tanks</a>
1.13.	BALMORAL TANKS Scotland	FUEL OIL STORAGE AND DISPENSING (Резервуа- рыдляхранениянефти)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.balmoral-group.com/tnk/pdf/fuel-oil-storage-tanks-brochure.pdf">http://www.balmoral-group.com/tnk/pdf/fuel-oil-storage-tanks-brochure.pdf</a>
1.14.	American Petroleum Institute, USA	Welded Steel Tanks for Oil Storage, API STAND- ARD 650 (Стальдлястрои- тельстварезервуаров)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.wes.ir/files/8915063API650_2003.pdf">http://www.wes.ir/files/8915063API650_2003.pdf</a>



Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о современных исследованиях, разработках, технике, технологиях и материалах	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.15.	RahulEngineeringCompany India	StorageTanks (Нефтехранилища)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://ssstoragetank.com/storage-tanks.html">http://ssstoragetank.com/storage-tanks.html</a>
1.16.	B. S. Enterprise India	BulkStorageTanks (Резервуары для хранения нефти)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.mildsteeltank.com/bulk-storage-tank.html">http://www.mildsteeltank.com/bulk-storage-tank.html</a>
1.17.	<b>GeneralIndustries, Inc.</b> , USA	Underground Petroleum Storage Tanks (Подземные хранилища нефти)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://steeltanks.gitank.com/category/underground-petroleum-storage-tanks">http://steeltanks.gitank.com/category/underground-petroleum-storage-tanks</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.18.	TitanEnvironmenta UK	EcoSafeBundedOilTanks (Экологическая безопас- ность нефтяных резервуа- ров)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.titanenv.com/bunded-oil-tanks-ecosafe">http://www.titanenv.com/bunded-oil-tanks-ecosafe</a>
1.19.	Highland Tank USA	Petroleum & Chemical Storage Tanks (Резервуа- рыдляхранениянефтиихи- микатов)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.oil-in-water.net/pdf/highland/Petroleum_Chemical_Storage_Tanks.pdf">http://www.oil-in-water.net/pdf/highland/Petroleum_Chemical_Storage_Tanks.pdf</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.20.	XerxesCorporation, USA	Petroleum Tanks Sin- gle/Double/Triple Wall (Резервуары для хранения нефти)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.globalspec.com/FeaturedProducts/Detail/Xerxes/Petroleum_Tanks_SingleDoubleTriple_Wall/103854/0">http://www.globalspec.com/FeaturedProducts/Detail/Xerxes/Petroleum_Tanks_SingleDoubleTriple_Wall/103854/0</a> <a href="http://www.earthsafe.com/sites/default/files/documents/pdf/XER.DS.DW%20FRP%20Underground%20Tank_0.pdf">http://www.earthsafe.com/sites/default/files/documents/pdf/XER.DS.DW%20FRP%20Underground%20Tank_0.pdf</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.21.	ContainmentSolutions  USA	DOUBLE-WALL FIBER- GLASS TANKS For Be- lowground PetroleumStorage (Стеклопластиковые ре- зервуары с двойной стен- кой для подземного хра- нения нефти продуктов)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.fuelingsolutions.com/contsol/Doublewall_FRP_UG_tank_brochure.pdf">http://www.fuelingsolutions.com/contsol/Doublewall_FRP_UG_tank_brochure.pdf</a> <a href="http://www.containmentsolutions.com/petroleum-storage/">http://www.containmentsolutions.com/petroleum-storage/</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.22.	LafonEquipementsPe- troliers France	Double Wall Underground Cylindrical Tanks (Двойна- ястенкадляподземныхци- линдрическихрезервуаров )	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.lafon.fr/IMG/pdf/39000012_UK_DBLE_WALL_CYLIND_TANKS_FOR_UNDERGROUND_IN.pdf">http://www.lafon.fr/IMG/pdf/39000012_UK_DBLE_WALL_CYLIND_TANKS_FOR_UNDERGROUND_IN.pdf</a>
1.23.	Greentank New Zealand	Fiberglass Underground Pe- troleum Storage Tanks (Подземныерезервуа- рыдляхранениясыройнеф- ти)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.greentank.co.nz brochure/undergroundfuelstorage.pdf">http://www.greentank.co.nz/br ochure/undergroundfuelstorage .pdf</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
1.24.	SmithTank& Equip- ment Company USA	StationaryTanks (Резервуары для хранения нефти)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.smithtank.com/pdf/smith-tank-equipment-flier.pdf">http://www.smithtank.com/pdf/smith-tank-equipment-flier.pdf</a>
1.25.	InspectaGroup HQ Finland	TestingofStorageTanks (Проверка резервуаров для нефти)	Сведения отсутствуют	1.6.2.15	<a href="http://www.inspecta.com/en/Our-Services/Testing/Testing-of-storage-tanks/">http://www.inspecta.com/en/Our-Services/Testing/Testing-of-storage-tanks/</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
Отечественные организации					
2.1.	<b>Волгоградский Завод Резервуарных Конструкций</b>	СМДК. Совмещенный механически дыхательный клапан. СМДК 50ААМ (50 АА Н), СМДК 100ААМ, СМДК 150, СМДК 200, СМДК 250	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.1	<a href="http://vzrk.ru/rezervuarnoe_ob_orudovanie_SMDK.html">http://vzrk.ru/rezervuarnoe_ob_orudovanie_SMDK.html</a>
2.2.	<b>Волгоградский Завод Резервуарных Конструкций</b>	Клапан предохранительный гидравлический. КПГ 100, КПГ 150, КПГ 200, КПГ 250, КПГ 350	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.2	<a href="http://vzrk.ru/rezervuarnoe_ob_orudovanie_KPG.html">http://vzrk.ru/rezervuarnoe_ob_orudovanie_KPG.html</a>

Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.3	«Газовик-Нефть»	Клапан предохранитель- ный гидравлический КПП	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.2	<a href="http://gazovik-neft.ru/catalogue/oil/valve/kpg/">http://gazovik- neft.ru/catalogue/oil/valve/kpg/</a>
2.4.	Компания «АтриС»	Клапан приемный КП - 80	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.3	<a href="http://www.a-3-c.ru/0/0/3/1/11/11A22/priemniy-klapan-kp-80.html">http://www.a-3- c.ru/0/0/3/1/11/11A22/priemni y-klapan-kp-80.html</a>
2.5.	<b>Волгоградский Завод Резервуарных Кон- струкций</b>	Механизм управления хло- п ушкой	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.7	<a href="http://vzrk.ru/rezervuarnoe_oborudovanie_MUV.html">http://vzrk.ru/rezervuarnoe_ob orudovanie_MUV.html</a>



Продолжение таблицы 5.18

№ п/п	Наименование организации, страна	Краткие сведения о со- временных исследова- ниях, разработках, тех- нике, технологиях и ма- териалах	Сведения об использова- нии информации при фор- мировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классифи- катора направлений разработок, к кото- рым относятся све- дения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6
2.6.	ООО ТД «Резервуар- ного оборудования»	Патрубки резервуаров	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.10	<a href="http://www.xn--80aaactame3czbnx.xn--p1ai/rezervuarnoe-oborudovanie/patrubki/">http://www.xn--80aaactame3czbnx.xn--p1ai/rezervuarnoe-oborudovanie/patrubki/</a>
2.7.	ООО НПО «Сибир- ский Машинострои- тель»	Предохранительные раз- рывные мембраны «ГОР- ГОНА» МПР- 150/200/250/300	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.13	<a href="http://www.nposibmach.ru/fire_techn.html?cid=3">http://www.nposibmach.ru/fire_techn.html?cid=3</a>
2.8.	ООО «ТехКомплект»	Система компенсации нагру- зок от патрубков приемо- раздаточных на стенку резер- вуара СКНР	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.25	<a href="http://tekhkomplekt-rsk.ru/pages/ckhr">http://tekhkomplekt-rsk.ru/pages/ckhr</a>

Ведутся разработки в области совершенствования оборудования резервуаров. Особое внимание уделяется хлопушкам, методам и способам управления хлопушками.

Перспективной областью разработок является применение резервуаров из стекловолокна. К преимуществам таких резервуаров можно отнести следующее: резервуары изготавливаются из прочного армированного стеклопластика, который является гораздо более долговечным материалом, чем полипропилен, бетон и металл; монтаж, по сравнению с железобетонными резервуарами, занимает меньше времени и денежных затрат; возможность автоматизировать процесс заполнения резервуара и подачи воды к потребителю; установка имеет эстетичный внешний вид; позволяют экономить площадь застройки.

Активно ведутся исследования в области изготовления резервуаров для нефти и нефтепродуктов из стеклопластика. Применение резервуаров из стеклопластика возможно благодаря следующим преимуществам: большая физико-механическая прочность по сравнению со сталью или пластиком; электрохимическая устойчивость к воздействию агрессивных сред; внутренняя и внешняя коррозионная стойкость; высокая сопротивляемость внешнему воздействию климатических факторов, устойчивость к температурным изменениям; малый удельный вес; низкая плотность; экологическая надежность; большой срок эксплуатации; легкость при изготовлении и монтаже.

Таблица 5.19 – Сведения о современных исследованиях и разработках ведущих академических, научных и производственных организаций

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	ООО «Нефтемаш-Система»	Дыхательный клапан	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	патент РФ № 2306248	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.1	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2306248">http://www.freepatent.ru/patents/2306248</a>
2.	Саратовское акционерное производственно-коммерческое открытое общество «НЕФТЕМАШ»-САПКОН	Дыхательный клапан	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	патент РФ № 2374544	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.1	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2374544">http://www.freepatent.ru/patents/2374544</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3.	Институт физики высоких энергий	Предохранительный клапан	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	патент РФ № 2055261	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.2	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2055261">http://www.freepatent.ru/patents/2055261</a>
4.	ООО НПФ «МКТ-АСДМ»	Многофункциональный блок трубопроводной арматуры	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	патент РФ № 2451855	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.3	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2451855">http://www.freepatent.ru/patents/2451855</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5.	ООО Финансово-промышленная компания «Космос-Нефть-Газ»	Обратный клапан	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Обратный клапан	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.3	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2463506">http://www.freepatent.ru/patents/2463506</a>
6.	Научно-исследовательский и конструкторский институт монтажной технологии	Штуцер	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	патент РФ № 2042076	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.4	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2042076">http://www.freepatent.ru/patents/2042076</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
7.	<a href="#">Институт проблем транспорта энергоресурсов «ИПТЭР»</a>	Заборно-предохранительное устройство резервуара	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU 2120904	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.6	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/212/2120904.html">http://www.findpatent.ru/patent/212/2120904.html</a>
8.	ФГУП «НПП «Прогресс»	Гибкий армированный рукав	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2338951	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.9	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2338951">http://www.freepatent.ru/patents/2338951</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
9.	Волжское научно-производственное малое предприятие «Луна»	Рукав напорно-всасывающий и способ его изготовления	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2141071	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.9	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2141071">http://www.freepatent.ru/patents/2141071</a>
10.	ООО «Нефтемаш-Система»	Приемораздаточное устройство резервуара	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2344982	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.10	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2344982">http://www.freepatent.ru/patents/2344982</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
11.	ФГУП «ПО «Севверное машиностроительное предприятие»	Угловой патрубко-компенсатор	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2221188	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.10	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2221188">http://www.freepatent.ru/patents/2221188</a>
12.	ЗАО «Нефтемонтаждиагностика»	Устройство для размыва донного осадка в резервуаре	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2473402	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.12	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2473402">http://www.freepatent.ru/patents/2473402</a>



Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
13.	ООО «Центрсиб-нефтепровод»	Устройство для размыва донных отложений в резервуаре с нефтью и нефтепродуктами	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2220766	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.12	<a href="http://www.free-patent.ru/patents/2220766">http://www.free-patent.ru/patents/2220766</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
14.	Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт автоматики им. Н.Л. Духова»	Предохранительное устройство с разрывной мембраной	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2303734	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.13	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2303734">http://www.freepatent.ru/patents/2303734</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
15.	ОАО «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири»	Мембранный клапан и разрывная мембрана для клапана	Сведения отсутствуют	ОАО «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири»	Патент РФ № 2146025	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.13	<a href="http://www.free-patent.ru/patents/2146025">http://www.free-patent.ru/patents/2146025</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
16.	ОАО «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири»	Мембранный клапан и разрывная мембрана для клапана	Сведения отсутствуют	ОАО «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири»	Патент RU № 2146025	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.13	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/214/2146025">http://www.findpatent.ru/patent/214/2146025</a> .

Продолжение таблицы 5.19

№ п/п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
17.	Федеральное Государственное учреждение Аварийно-спасательное формирование Западно-Сибирская противодиверсионная военизированная часть	Фланец разъемный	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2291277	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.14	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2291277">http://www.freepatent.ru/patents/2291277</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
18.	Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Оренбургский государственный университет»	Заглушка для герметизации труб	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2454596	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.15	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2454596">http://www.freepatent.ru/patents/2454596</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
19.	ЗАО «Нефтемон-таждагностика»	Уплотняющий затвор для плавающей крыши резервуара	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2401237	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.16	<a href="http://www.free-patent.ru/patents/2401237">http://www.free-patent.ru/patents/2401237</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
20.	ЗАО «Научно-производственная фирма «Центральное конструкторское бюро арматуростроения»	Уплотнительный узел затвора клапана	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2360169	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.16	<a href="http://www.free-patent.ru/patents/2360169">http://www.free-patent.ru/patents/2360169</a>



Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
21.	Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»	Уплотняющий затвор плавающих крыш резервуаров	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2346874	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.16	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/234687">http://www.freepatent.ru/patents/234687</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
22.	<a href="#">ЗАО «Томский завод электроприводов»</a>	Способ получения низкократной пены для пожаротушения	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент RU № 2165276	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.16	<a href="http://www.findpatent.ru/patent/216/2165276">http://www.findpatent.ru/patent/216/2165276</a>
23.	ЗАО «Нефтемон-таждагностика»	Понтон для резервуаров с легкоиспаряющимися нефтепродуктами	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2370426	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.19	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2370426">http://www.freepatent.ru/patents/2370426</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
24.	Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Самарский государственный технический университет	Понтон для вертикальных стальных резервуаров	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2307776	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.19	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2307776">http://www.freepatent.ru/patents/2307776</a>

Продолжение таблицы 5.19

<b>№ п/ п</b>	<b>Наименование организации</b>	<b>Наименование разработки/исследования</b>	<b>Применение в сфере МН и МНПП</b>	<b>Опыт применения или внедрения</b>	<b>Наличие патентов и разрешительной документации</b>	<b>Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению</b>	<b>Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения</b>	<b>Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
25.	ЗАО «Нефтемон-таждагностика»	Уплотняющий затвор для плавающей крыши резервуара	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2401237	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.20	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2401237">http://www.freepatent.ru/patents/2401237</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
26.	Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»	Уплотняющий затвор плавающих крыш резервуаров	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2346874	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.20	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2346874">http://www.freepatent.ru/patents/2346874</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
27.	ЗАО Центральный научно- исследовательский и проектный институт строительных металлоконструкций им.Н.П.Мельникова	Затвор к плавающей крыше резервуара	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2131837	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.20	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2131837">http://www.freepatent.ru/patents/2131837</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
28.	Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»	Резервуар для нефтепродукта	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2444469	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.21	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2444469">http://www.freepatent.ru/patents/2444469</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
29.	Центральный научно-исследовательский и проектный институт строительных металлоконструкций им.Н.П.Мельникова	Устройство для отвода ливневых вод с плавающей крыши резервуара	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2060917	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.21	<a href="http://www.free-patent.ru/patents/206091">http://www.free-patent.ru/patents/206091</a>



Продолжение таблицы 5.19

№ п/п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
30.	ФГОУ ВПО «Санкт-Петербургский университет Государственной противопожарной службы Министерства РФ по делам ГО и ЧС и ЛПСБ»	Огнепреградитель	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2431512	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.22	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2431512">http://www.freepatent.ru/patents/2431512</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
31.	ООО «Нефтемаш-Система»	Огнепреградитель	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2317836	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.22	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2317836">http://www.freepatent.ru/patents/2317836</a>
32.	ЗАО «Нефтемонтаждиагностика»	Приемораздаточное устройство для резервуара с защитной стенкой	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2401787	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.24	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2401787">http://www.freepatent.ru/patents/2401787</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
33.	ЗАО «Нефтемон-таждагностика»	Приемораздаточное устройство резервуара	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2344982	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.24	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2344982">http://www.freepatent.ru/patents/2344982</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
34.	Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Самарский государственный технический университет	Вертикальный стальной резервуар	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2455439	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.27	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2455439">http://www.freepatent.ru/patents/2455439</a>

Продолжение таблицы 5.19

№ п/ п	Наименование организации	Наименование разработки/исследования	Применение в сфере МН и МНПП	Опыт применения или внедрения	Наличие патентов и разрешительной документации	Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения	Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
35.	АОЗТ Центральный научно-исследовательский и проектный институт строительных металлоконструкций им. Н.П. Мельникова	Вертикальный цилиндрический резервуар	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2206687	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.27	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2206687">http://www.freepatent.ru/patents/2206687</a>

Продолжение таблицы 5.19

<b>№ п/ п</b>	<b>Наименование организации</b>	<b>Наименование разработки/исследования</b>	<b>Применение в сфере МН и МНПП</b>	<b>Опыт применения или внедрения</b>	<b>Наличие патентов и разрешительной документации</b>	<b>Сведения об использовании информации при формировании новых тематик НИОКР и предложений по внедрению</b>	<b>Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения</b>	<b>Наименование источника, ссылка на полученные материалы (приложение)</b>
1	2	3	4	5	6	7	8	9
36.	ФГОУ ВПО Кубанский государственный аграрный университет	Вертикальный стальной резервуар	Сведения отсутствуют	Сведения отсутствуют	Патент РФ № 2287048	Сведения отсутствуют	1.6.2.15.27	<a href="http://www.freepatent.ru/patents/2287048">http://www.freepatent.ru/patents/2287048</a>

Активно ведутся разработки в области совершенствования и повышения надежности работы резервуаров и обвязки резервуаров. Так для повышения надежности работы предохранительных клапанов предлагаются способы затормаживания движущихся частей клапана при закрытии.

Исследуются способы по повышению надежности и эффективности водосливной системы с плавающей крышей резервуара. Указанный технический результат может быть достигнут тем, что в известном резервуаре для нефтепродукта, включающем корпус, плавающую крышу, водосливную систему и дренажный трубопровод, уложенный на днище резервуара, который выведен наружу стенки резервуара. Водосливная система включает вертикальную неподвижную стойку, выполненную в виде перфорированной трубы, нижний заглушенный конец которой герметично прикреплен к днищу резервуара и дренажному трубопроводу, а перфорированная часть ее пропущена через водоприемную чашу плавающей крыши, причем перфорированная часть вертикальной стойки заключена в гофрированный кожух, верхний патрубок которого неподвижно присоединен к водоприемной чаше, а нижний патрубок неподвижно прикреплен к стойке ниже перфорационных отверстий.

Ведутся разработки по совершенствованию уплотняющего затвора для плавающей крыши резервуаров.

**5.6 Новые (перспективные) тематики НИОКР по направлению «Развитие оборудования и технологий эксплуатации резервуарных парков», предложенные по результатам выполнения НИР**

Таблица 5.20 – Разработки, необходимые для эффективной и своевременной реализации инвестиционных проектов и последующей эксплуатации построенных объектов

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разработки для целей проекта	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внедрения	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6
1.	Дыхательный клапан С морозостойкими шарнирами выполненными поворотными с одной степенью свободы, с установленным затвором давления на скатах верхней части корпуса.	Повышение надежности эксплуатации резервуарного парка	Дыхательный клапан	Применение на резервуарах различных конструкций	1.6.2.15.1
2.	Универсальный дыхательный клапан непримерзающий	Повышение надежности эксплуатации резервуарного парка	Дыхательный клапан	Применение на резервуарах различных конструкций	1.6.2.15.1



Продолжение таблицы 5.20

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разработки для целей проекта	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внедрения	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6
3.	Универсальный предохранительный клапан	Повышение надежности эксплуатации резервуарного парка	Предохранительный клапан	Применение на резервуарах различных конструкций	1.6.2.15.2
4.	Предохранительный огнезащитный клапан	Повышение надежности эксплуатации резервуарного парка	Предохранительный клапан	Применение на резервуарах различных конструкций, в случаях когда клапан может быть подвержен воздействию огня	1.6.2.15.2

Продолжение таблицы 5.20

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разработки для целей проекта	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внедрения	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6
6.	Хлопушки электроприводные с расположением вне приемораздаточного патрубка	Повышение надежности эксплуатации резервуарного парка	Хлопушки электроприводные	Применение на резервуарах различных конструкций	1.6.2.15.6
7.	Устройство размыва донных отложений с изменением направления струи за счет вращения устройства размыва подаваемой нефтью	Повышение надежности эксплуатации резервуарного парка	Устройство размыва донных отложений	Применение на резервуарах различных конструкций	1.6.2.15.12
8.	Предохранительные разрывные мембраны «ГОРГОНА» МПР-150/200/250/300	Повышение надежности эксплуатации резервуарного парка	Предохранительные разрывные мембраны	Применение на резервуарах различных конструкций	1.6.2.15.13

Продолжение таблицы 5.20

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разработки для целей проекта	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внедрения	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6
9.	Затвор к плавающей крыше резервуара расположением двухзвенных механизмов в горизонтальной плоскости и наклона осей шарниров крепления подвесного механизма к наружному ободу плавающей крыши под углом 5-30° к вертикали	Повышение надежности эксплуатации резервуарного парка	Затвор к плавающей крыше резервуара	Применение на резервуарах различных конструкций	1.6.2.15.20
10.	Устройство для отвода ливневых вод с плавающей крыши резервуара с гофрированным отводом	Повышение надежности эксплуатации резервуарного парка	Устройство для отвода ливневых вод с плавающей крыши резервуара	Применение на резервуарах различных конструкций	1.6.2.15.21

Продолжение таблицы 5.20

№ п/п	Наименование разработки по созданию новых образцов оборудования, технологий	Обоснование необходимости разра- ботки для целей проек- та	Наименование альтернативного оборудования и технологий, применяемых в настоящее время	Прогнозные объемы внед- рения	Разделы классификато- ра направлений разра- боток, к которым отно- сятся сведения
1	2	3	4	5	6
11.	Огнепреградитель со съёмной ка- сетой ОПН-80	Повышение надежности эксплуатации резервуар- ного парка	Огнепреградитель	Применение на резервуарах различных конструкций	1.6.2.15.23
12.	Вертикальный стальной резервуар с наружными защитными стенка- ми из отдельных криволинейных обечаек	Повышение надежности эксплуатации резервуар- ного парка	Вертикальный стальной резервуар	Применение на резервуарах различных конструкций	1.6.2.15.27

Объектами разработки новых образцов оборудования резервуаров могут стать дыхательные клапаны, предохранительные клапаны, хлопушки и механизмы управления хлопушками. Повысить надежность работы резервуаров можно за счет внедрения новых затворов к плавающей крыше резервуаров. Возможно создание и внедрение новых способов отвода ливневых вод с плавающей крыши резервуаров.

Таблица 5.21 – Разработки, направленные на повышение эффективности и надежности процессов перекачки нефти и нефтепродуктов, эксплуатации, технологического обслуживания, ремонта и диагностики объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

№	Наименование разработки	Выявлению проблемы, на решение которых направлена разработка	Основные причины	Технологический процесс на совершенствование, которого направлена разработка	Предполагаемый положительный эффект от результатов разработки	Обоснование разработки(кратко)	Наименование производителей предлагающих новые образцы оборудование, материалы, технологии	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Резервуары из стеклопластика	Надежность и безопасная эксплуатация резервуаров, напрямую зависят от материала, из которого изготовлено	Обеспечение должной надежности	Хранение нефти и нефтепродуктов	Применение резервуаров из стеклопластика имеет следующие преимущества: большая физико-механическая прочность по сравнению со сталью или пластиком; электрохимическая устойчивость к	Повышение надежности эксплуатации резервуарного парка	Компания «Газовик-нефть»	1.6.2.15

Продолжение таблицы 5.21

№	Наименование разработки	Выявлению проблемы, на решение которых направлена разработка	Основные причины	Технологический процесс на совершенствование, которого направлена разработка	Предполагаемый положительный эффект от результатов разработки	Обоснование разработки(кратко)	Наименование производителей предлагающих новые образцы оборудование, материалы, технологии	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
		хранилище.			воздействию агрессивных сред внутренняя и внешняя коррозионная стойкость высокая сопротивляемость внешнему воздействию климатических факторов, устойчивость к температурным изменениям малый удельный вес			

Продолжение таблицы 5.21

№	Наименование разработки	Выявлению проблемы, на решение которых направлена разработка	Основные причины	Технологический процесс на совершенствование, которого направлена разработка	Предполагаемый положительный эффект от результатов разработки	Обоснование разработки(кратко)	Наименование производителей предлагающих новые образцы оборудование, материалы, технологии	Разделы классификатора направлений разработок, к которым относятся сведения
1	2	3	4	5	6	7	8	9
					низкая плотность экологическая надежность большая срок эксплуатации легкость при изготовлении и монтаже			

Перспективной разработкой может стать разработка резервуаров из стеклопластика вместимостью 3000 м<sup>3</sup> и выше. При этом необходимо устранить основные недостатки присущие таким резервуарам или свести эти недостатки к минимуму. Необходимо повысить износостойкость, модуль упругости, обеспечить надежность эксплуатации резервуаров из стеклопластика.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Научно-технический отчет, содержит:

- результаты анализа современного оборудования, материалов и технологий в области магистрального трубопроводного транспорта, применяемых за рубежом - модели зарубежных трубопроводов (не менее двух);
- результаты анализа разработок, выполняемых в настоящее время и завершенных силами ВУЗов, ведущими научными организациями. Институтами РАН, инновационными центрами и кластерами;
- обоснованные предложения по новым потенциальным тематикам в план НИОКР и внедрению новых технологий, оборудования и материалов.

Областью проведения научных исследований являлось:

- поиск новых технологий, оборудования и материалов для повышения эффективности производственной деятельности.
- комплексный анализ перспективных направлений исследований и разработок с целью формирования предложений в план НИОКР и предложений по внедрению новых технологий, оборудования и материалов (далее внедрение) на 2014 год и последующие годы (до 2020 года)

Областью применения разработки является комплексный анализ перспективных направлений исследований и разработок в части подготовки новых тематик НИОКР и предложений по внедрению новых технологий, оборудования и материалов.



## **Глава 6 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ**

На развитие нефтепереработки и нефтехимии во всем мире в настоящее время оказывают большое влияние такие факторы как утяжеление сырья, ухудшение его качества, изменение состава. Существенное увеличение в средне- и долгосрочной перспективе доли тяжелого сырья и битуминозных нефтей, приводит к необходимости создания технологий, направленных на превращение природных битумов, высоковязких и матричных нефтей, керогенсодержащих материалов, нефтей из сложных коллекторов, нефтяных песков, сланцев в пригодную к транспортировке и переработке так называемую синтетическую нефть или смесь углеводородов.

При этом наблюдается некоторый сдвиг структуры использования углеводородных ресурсов, например, в сторону газов в качестве источника жидких углеводородов, в том числе активно обсуждается вопрос использования сжиженного природного газа (СПГ) в качестве топлива для судов. Появление на мировом энергетическом рынке сланцевого газа, нефтей из низкопроницаемых пород, использование биомассы и других видов альтернативного сырья также оказывают серьезное влияние не только на нефтяную и газовую отрасли, но и на нефтехимию.

Постоянное ужесточение требований к качеству продуктов переработки нефти и газа, ввод техрегламента на нефтепродукты, увеличение доли компонентов, произведенных из альтернативного и возобновляемого сырья в топливах различного типа, приводит к необходимости опережающего развития и разработки технологий для их производства. Нефтепереработка в России на сегодняшний день - одна из ключевых отраслей промышленности. С одной стороны - страна занимает третье место в мире по объемам перерабатываемого сырья. С другой стороны - неудовлетворительное состояние отрасли с точки зрения уровня производства, износа оборудования, низкой доли производства высокотехнологичной продукции. До начала программ модернизации на 11 предприятиях глубина переработки нефти составляла менее 65% и только на шести НПЗ превышала 80%. Отставание отрасли от развитых стран связано, прежде всего, с крайне невысокой долей вторичных процессов - около 17% против 45-50% на европейских и 55% на заводах в США.

Преодоление этого отставания в настоящее время связывается с реализацией нефтяными компаниями программ модернизации НПЗ, которые обеспечивали бы достижение показателей, заложенных в Энергетической стратегии России. Уже к 2020 г. предусматривается довести

переработку нефти до 290 млн.т/год, а глубину переработки – до 85% и 90-95% в долгосрочной перспективе.

Без административного ресурса и экономического стимулирования невозможно привлечение достаточного количества средств для модернизации отрасли. В связи с этим, Правительством РФ принят ряд мер по ускорению развития российской нефтепереработки и нефтехимии. Принята Энергетическая стратегия развития России до 2030 г., генеральная схема развития нефтяной отрасли до 2020 г., В принятой генеральной схеме размещения нефтяной отрасли России до 2020 г. усиливается сырьевой вектор, там экспорт сырья выше переработки на 14%, при этом половина ДТ и основная масса мазута идет на экспорт, а капиталовложения перенесены ближе к 2020 г., что оправдано, так как модернизация в нефтепереработке – это колоссальные затраты. Например, на реализацию комплекса глубокой переработки в Киришах было потрачено 88,5 млрд. руб.

Для усиления мотивации нефтяных компаний по вопросам реконструкции производства заключено 4-х стороннее соглашение по модернизации НПЗ, в соответствии с которым предполагается строительство и модернизация до 2020 г. 124 установок. Утвержден план развития газохимии и нефтехимии до 2030 г., который включает в себя увеличение мощностей пиролиза и производства этилена, а также создание 6 новых нефтегазовых кластеров: Западно-Сибирского, Приволжского, Северо-Западного, Каспийского, Восточно-Сибирского, Дальневосточного. Кроме этого была изменена структура экспортных пошлин на нефтепродукты.

В настоящее время модернизация предприятий идет полным ходом. Принимаемые правительством с 2011 г. меры, привели к сдвигам в вопросах реконструкции предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Началась первая пятилетка модернизации. В 2011-2013 г.г. были построены и введены в эксплуатацию 26 установок вторичной переработки нефти. Это позволило в соответствии с требованиями технического регламента перейти в России на использование топлива стандарта не ниже класса Евро 3. В 2014 году планируется ввести в эксплуатацию еще 13 установок, что даст возможность к 2015-2016 году перейти к использованию нефтепродуктов класса Евро 4 и 5.

Следует отметить, что далеко не все предполагаемые к реализации технологии и установки соответствуют передовым разработкам, хотя они и обеспечивают некий средний стабильный уровень технологий, причем отечественных технологий в построенных и планируемых к реализации процессах и установках практически нет. В то же время российские исследователи

ведут активные разработки в области нефтепереработки, и некоторые предлагаемые процессы представляются перспективными для внедрения

В соответствии с решением правительства РФ сформирована Технологическая платформа «Глубокая переработка углеводородных ресурсов», цель создания которой – продвижение принципиально новых, конкурентоспособных на мировом рынке отечественных технологий переработки углеводородного сырья и производства катализаторов. Были определены основные ограничения возможности внедрения отечественных разработок.

1. Принципиально новые непроверенные в промышленности технологии (гидроконверсия, твердокислотное алкилирование и т.п.)

2. Усовершенствования в области катализаторов

3. Отсутствие инжинирингового звена при реализации разработок

4. Отсутствие механизма получения лицензий на российские базовые технологии

Именно технологическая платформа выступила инициатором проведения работ по выявлению, анализу и консолидации основных научно-технических разработок, которые проводятся различными исследователями, институтами и организациями в России, а также предложен механизм проведения исследований и реализации отечественных разработок.

Были выделены основные, наиболее востребованные направления исследований, результаты которых могут стать основой перспективных технологий или каталитических систем. Был разработан план исследований и разработок до 2020 г, содержание которого формировалось с учетом мнения ученых, технологов, представителей производства, нефтяных компаний и министерств. Разработки, включенные в эти приоритетные направления, имеют некоторые привилегии и поддержку при реализации различных программ финансирования, грантов, лотов ФЦП и других программ государственных институтов поддержки и т.д. Это прежде всего технологии переработки природного и попутного газа и технологии углубления переработки нефтяного сырья:

- Переработка ПНГ в углеродные наноматериалы
- Создание и испытание демонстрационных мобильных установок конверсии попутного нефтяного газа в легкий газовый конденсат.
- Усовершенствование катализатора и разработка технологии каталитической переработки попутного нефтяного газа и/или ШФЛУ в концентрат ароматических углеводородов.
- Создание технологии утилизации природных газов небольших газовых месторождений, а также попутных и нефтезаводских газов прямым (некаталитическим) одностадийным

окислением легких углеводородов с получением спиртовых смесей (преимущественно, метанола).

- Разработка ресурсоэффективного технологического процесса получения зимних и арктических дизельных топлив на основе наноструктурированных цеолитных материалов.
- Разработка, создание производства и промышленное освоение применения катализаторов глубокой гидроочистки дизельного топлива.
- Разработка процесса получения высокооктановых компонентов топлив с использованием твердокислотного алкилирования.
- Получение высокооктановых компонентов бензина с использованием усовершенствованного процесса каталитического крекинга .
- Разработка высокоэффективных присадок и добавок к дизельным топливам и бензинам.
- Технологии глубокой переработки нефти и тяжелых остатков на наноразмерных катализаторах в сырье для нефтехимии и моторные топлива. Технологии глубокой переработки нефти на основе термических процессов для получения товарных и полупродуктов для дальнейшей переработки.
- Разработка технологии крекинга тяжелого нефтяного сырья на каталитических системах на основе ферросфер энергетических зол и УДП металлов с получением «синтетической нефти» и базовых фракций моторных топлив
- Создание опытно-промышленного производства катализаторов глубокого каталитического крекинга
- Разработка и внедрение технологии получения кокса различного качества из тяжелого сырья
- Утилизация кислого гудрона - объемного отхода производств нефтеперерабатывающих заводов.
- Разработка технологии переработки тяжелых нефтей и их фракций в битумы и вяжущие высокого качества

Экспертными советами платформы были также проведена сравнительная оценка уровня полученных результатов исследования. Следует отметить, что не так много на сегодняшний день центров, исследовательских групп и организаций, уровень которых соответствует или превышает мировой уровень исследований в этой области.

Нефтепереработка отрасль достаточно консервативная и в настоящее время в области нефтепереработки и в России и в мире практически нет супер инновационных прорывных тех-

нологий. В основном, за некоторым исключением, развитие протекает по пути интенсификации существующих процессов, модернизации оборудования и разработке новых или усовершенствования качества используемых катализаторов. Однако, публикации о результатах исследований в области нанотехнологий, новых материалов, биотехнологий и воздействий различных типов полей и излучений, свидетельствует о накоплении определенного количества данных для перехода разработок на новый уровень, в том числе и в области нефтепереработки.

Тем не менее, все заявленные направления исследований были систематизированы по степени готовности к реализации. Были выявлено, что основная масса разработок и исследований относится к уровню лабораторных и пилотных исследований, и лишь некоторые готовы к промышленной реализации или реализованы.

Прослеживается отсутствие даже не одной, а нескольких ступеней между получением лабораторных данных и промышленной реализацией технологии.

Нет в достаточном количестве доступных полигонов с возможностями масштабирования процессов и отработки технологических режимов для разработки технологических регламентов для проектирования. Созданных на сегодняшний день исследовательских центров коллективного пользования недостаточно. Для использования центров открытых инноваций недостаточно разработаны правовые механизмы. Отсутствуют подразделения, организации, которые могли бы грамотно на современном уровне создать модель процесса, провести инженерные расчеты.

Отсутствие инжиниринга как раз приводит к тому, что многие разработки уходят из России и являются основой для современных западных технологий. Выход – создание собственных инжиниринговых компаний и создание технологий совместно с зарубежными компаниями. Замечательный пример ИНХС и Шеврон по разработке инженерной части процесса технологии гидроконверсии.

В настоящее время ОАО «ВНИПинефть», представляющая собой инжиниринговую компанию, формирует программу развития, в которую включены задачи по созданию на базе ОАО «ВНИПинефть» крупного инжинирингового центра, в составе которого предполагается функционирование различных подразделений и структур: от лабораторно-исследовательского комплекса (на базе РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина), пилотного полигона (совместно с ИНХС имени А.В. Топчиева на базе ОАО «Электрогорский институт нефтепереработки») до подразделений по моделированию, расчету технологических установок и обучению молодых кадров (на базе кафедры по проектированию). Это комплексная трудоемкая работа.

Рассматривая наиболее интересные разработки и технологии, которые внедрены или имеют реальную перспективу быть реализованными на производстве в ближайшее время.

Несмотря на то, что в России к 2020-30 гг. прогнозируется некоторая стабилизация объема переработки нефти, намечено некоторое увеличение объемов первичной переработки нефти. Из них около трети - это замена старых установок, а остальные мощности связаны с необходимостью увеличения объемов для рентабельного введения вторичных и особенно углубляющих процессов

- К основным направлениям развития процессов первичной перегонки нефти следует отнести: Замена контактных устройств в колоннах на более эффективные
- Проведение комплекса мероприятий, направленных на увеличение энергоэффективности установки
- Внедрение вакуумсоздающей аппаратуры с использованием в качестве рабочей жидкости фракций дизельного топлива
- Производство фракций вакуумного газойля с повышенным концом кипения (540-560°C)
- Проведение каталитической ректификации

ОАО «ВНИИ НП» совместно с компанией «Колтек», под руководством проф. Хуторянского Ф.А., разрабатываются новые технологии производства высокоэффективного деэмульгатора с регулируемой степенью оксиэтилирования для подготовки к переработке высоковязких нефтей. Следует отметить, что применяемые реагенты марки «Геркулес» в качестве деэмульгатора и защиты от коррозии в процессе ЭЛОУ используются на 25 НПЗ и ряде мини-НПЗ, а также внедрение реагента «Геркулес» предусмотрено на 4-х строящихся НПЗ: Туапсинском (уже используются), Афипском, Яйском и Антипинском

В ОАО «ВНИПИнефть» разработаны новые технологии интенсификации процессов прямой перегонки нефти, направленные на получение вакуумных газойлей с высокой температурой конца кипения и низким содержанием металлов, что особо важно для последующих каталитических процессов. Технология реализована за счет создания определенных равновесных условий в трансферной линии и обеспечения специальной схемы зоны испарения и парового конуса. Технология внедрена более, чем на 60 предприятиях в России.

Процессы каталитической ректификации получают все более широкое распространение. Ряд компаний (например, BASF, КАТАЛИТИК ДИСТИЛЛЕЙШН ТЕКНОЛОДЖИЗ, КЕМИ-

КАЛ РИСЕРЧ ЭНД ЛАЙСЕНСИНГ КОМПАНИ, CD-tech) приступили к внедрению нового процесса, при котором гетерогенно-каталитическую реакцию комбинируют с одновременно проводимой дистилляцией или ректификацией на катализаторном слое. Технологические решения предполагают использование катализатора, являющегося одновременно и дистилляционной насадкой (BASF). Катализатор с размером частиц от 0,25 до 1 мм находится в пористых резервуарах, таких как тканевые резервуары, проволочные сетки или полимерные ткани. Эти карманы или пакеты с катализатором расположены в матрице таким образом, что 70% объема остаются свободными, благодаря чему катализаторный слой может расширяться и сжиматься. Существуют также технологии, где катализатор монометаллическим слоем нанесена на металлические конструкции.

За рубежом лидирует компания CD-tech, которая использует, в том числе и ячеистые каталитические системы. В России наибольшую популярность приобрела компания PRIS международной компании RRT Global, зарегистрированной в Сколково (международная команда).. Процесс протекает в одном реакционно-ректификационном аппарате, снабженном запатентованными внутренними устройствами. В процессе PRIS благодаря распределению температур по высоте колонны используются два типа катализаторов, каждый из которых работает в оптимальных условиях с точки зрения термодинамического равновесия. Выгодным отличием процесса PRIS, от существующих на рынке, является возможность перерабатывать сырье с большим количеством бензола (до 20% масс. в сырьевом потоке) или циклогексана.

На повышение энергоэффективности работы фракционирующих колонн, теплообменной и погоноразделительной аппаратуры направлены новые разработки, связанные с интенсификацией и модернизацией систем управления процессами и представленные проектной группой кафедры технологии переработки нефти РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина и базовой кафедры «Проектирование нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятий». Обследование работы установок первичной переработки нефти показало, что потребление топлива на установках АВТв России в 1,5-2 раза выше, чем на аналогичных НПЗ США и Европы, а 30-55% потребления всей энергии на НПЗ = это установки первичной перегонки нефтяного сырья.

Принципиальные методы отличия предлагаемых методов оптимизации заключается в оценке эффективности установки АВТ как многоцелевого процесса, в обнаружении и устранении узких мест на объекте, стабилизации режима работы за счет совершенствования системы управления, увеличения четкости фракционирования, варьирования отбора продуктов и снижения давления в колоннах.

Предлагаемые мероприятия по усовершенствованию схемы теплообмена реализуются, например, за счет увеличения числа контактов потоков с нефтью, подбора перепада давления на теплообменниках для увеличения коэффициента теплоотдачи, подбора конфигурации блока теплообменников для обеспечения максимальной суммы средних температурных напоров (статистический критерий) и обеспечивающего минимальную чувствительность результатов теплообмена к колебаниям параметров теплоносителей – температура, расход (динамический критерий). Т.е. в основу предлагаемых технических решений положено обоснование комплекса мероприятий, позволяющих в конечном итоге повысить энергоэффективность установок первичной перегонки нефти. Эти разработки могут быть использованы как на проектируемых так и на действующих установках.

К новым технологиям, позволяющим интенсифицировать процессы переработки нефти, следует отнести разработки, направленные на регулирование структуры и размеров частиц нефтяных дисперсных систем за счет активирования нефтяного сырья путем изменения интенсивности и способов воздействия на систему, что особенно важно в процессах переработки нефти, использующих катализаторы, в том числе наноразмерные. Данные технологии позволяют при минимальных затратах получать высокие экономические эффекты за счет увеличения выхода и улучшения качества получаемой продукции. Разработки в области технологии фазовых переходов и нефтяных дисперсных систем в настоящее время предлагаются многими исследователями, в том числе РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Уфимским нефтяным технологическим университетом, ИНХС имени А.В. Топчиева и некоторыми другими.

Что касается второй группы **технологий и процессов, направленных на улучшение качества получаемых нефтепродуктов**, то можно выделить такие направления как

- Снижение содержания серы до 10 ppm
- Снижение содержания полициклических ароматических углеводородов в дизельных топливах
- Снижение содержания ароматических углеводородов и бензола в бензинах
- Увеличение производства высокооктановых компонентов товарных бензинов
- Снижение содержания ароматических и олефиновых углеводородов во вторичных дистиллятах
- Увеличение производства низкозастывающих топлив
- Вовлечение в производство товарных топлив продуктов вторичного происхождения



Значительное внимание в настоящее время в России уделяется производству высокооктановых экологически чистых автомобильных бензинов. Большую роль в этом вопросе играет процесс изомеризации, особенно низкотемпературной. Основными лицензиарами являются компании Axens, UOP, НПП Нефтехим (катализаторы).

По Российской технология изомеризации НПО «Нефтехим» изомалк-2 на сегодняшний день работают 12 установок. Еще три находятся на стадии проектирования и строительства. Технология находится на уровне лучших мировых аналогов и вполне конкурентоспособна.

В настоящее время НПО «Нефтехим» разрабатывает технологию по изомеризации фракции С 7, она доведена практически до промышленного масштаба, не имеет мировых аналогов.

Особенно важна для увеличения производства высокооктанового бензина с минимальным содержанием бензола и ароматики. Фракция, которая является нежелательной для процесса изомеризации и риформинга, подвергается облагораживанию на отдельном блоке.

Большое внимание ученых и специалистов всего мира приковано к процессу алкилирования. Наиболее востребованы проекты таких зарубежных компаний как Axens, CB&I Lummus, Stratco, UOP. В России – это группа РАН, ИНХС РАН, ВНИПИнефть и ГрозНИИ.

Использование высококонцентрированных кислот в этом процессе вызывает всегда технологические и экологические проблемы. Развитие процесса идет в основном по двум направлениям: Первое – это аппаратно-технологическое оформление. В России это направление представлено технологией компании «Группа РАН» со струйным реактором. Второе направление – это создание твердокислотного алкилирования.

К опытно-промышленной реализации готова российская технология сернокислотного алкилирования на твердом катализаторе, разработанная в ИНХС РАН. Предложенная конструкция реактора со структурированным режимом в сочетании с цеолитсодержащими катализаторами обеспечивает получение продукта, превосходящего по своему качеству традиционные продукты алкилирования. Главным элементом разработанного процесса является организация специальной подачи парожидкостной смеси сырья в пленочном режиме. В результате в реакторе организуется трехфазный режим потоков, участвующих в реакции. Размерные параметры пленочной фазы сырья, контактирующей с поверхностью гетерогенного катализатора, не превышают 50 – 1000 нм.

Процесс прошел пилотные испытания, подтвердившие возможность его протекания без значительной дезактивации катализатора в течение 48 часов и более. Это позволяет осуществ-

лять многократную реактивацию и успешно проводить процесс алкилирования. Получаемый продукт характеризуется низкой чувствительностью (т. е. разницей между ОЧИ и ОЧМ), не содержит олефинов, ароматических углеводородов и бензола, характеризуется низким содержанием серы.

Что касается процесса риформинга, то его развитие в настоящее время в основном связано с разработкой новых катализаторов, как для стационарного, так и для движущегося слоя катализатора. Новые катализаторы, разработанные Институтом проблем переработки углеводородов СО РАН (Г.ОМСК) доведены до промышленной реализации, их основные показатели находятся на уровне мировых стандартов и по некоторым показателям превышают мировой уровень, например, по выходу риформата и октановым характеристикам.

Новшества в процессах гидроочистки связаны прежде всего с изменением схем технологических потоков, комбинированием пакетов и созданием новых каталитических систем, а также разработкой технологий вовлечения газойлевых фракций в производство дизельных топлив. Основными лицензиарами процесса гидроочистки дизельного топлива за рубежом являются компании Axens, CB&I Lummus, ExxonMobil, Haldor Topsoe, Shell и др. В России основными разработчиками процессов гидророчистки является ВНИИНП, ВНИПИнефть, а разработчиками катализаторов ИК СО РАН.

Очень оригинальные схемы разработали специалисты ОАО «ВНИПИнефть» и «ОАО «ВНИИНП». Изобретение касается способа гидроочистки дизельных дистиллятов путем ректификации исходного сырья с разделением на облегченную и тяжелую дизельные фракции. Тяжелую дизельную фракцию в смеси с водородсодержащим газом направляют в верхнюю часть реактора гидроочистки и пропускают через катализатор при повышенной температуре и давлении с подачей охлаждающего агента, в качестве которого используют облегченную дизельную фракцию, которую вводят в реактор гидроочистки в одну или несколько точек по высоте слоя катализатора, при этом точки ввода охлаждающего агента расположены по ходу сырья между 10 об.% и 50 об.% загрузки катализатора. Результат - обеспечение требуемой степени очистки исходного сырья и регулирование температуры в зоне реакции при вовлечении газойлевых фракций, содержащих непредельные углеводороды, которые в процессе гидроочистки дают резкий выброс тепла в реакционную зону.

Совокупность технических решений по монтажу дополнительных реакторов, замене схем тепловых потоков, контактных устройств в сочетании с использованием активных катализаторов позволяют сегодня проводить модернизацию на существующих установках низкого и сред-

него давления для производства дизельного топлива класса 5 и выше. Наглядный пример – установка гидроочистки дизельного топлива ОАО «Московский НПЗ». В данном проекте используется высокоэффективный катализатор Albemarle (KF 770) с активными центрами второго типа (STARS), реализовано включение в схему второго реактора, что позволило снизить объемную скорость до  $1,6 \text{ ч}^{-1}$  с  $4,5 \text{ ч}^{-1}$ , предусмотрена специальная конструкция входного диффузора и распределительной тарелки в реакторе, использование водородсодержащего газа 99% концентрации и другие технологические приемы на блоке фракционирования. Все эти технические мероприятия позволили получать дизельное топливо с содержанием серы ниже 10ppm.

Среди российских катализаторов гидроочистки, позволяющих получать дизельное топливо со сверхнизким содержанием серы, можно выделить на сегодняшний день катализаторы, разрабатываемы ИК СО РАН НИКА-01-01 на основе оксида никеля и олова.

В России, как нигде, необходимо внедрение современных технологий, позволяющих получать топлива для холодного и арктического климата. Особое внимание требуют технологии и катализаторы процесса производства низкозастывающего дизельного топлива. Решению проблем создания в России достаточных мощностей для удовлетворения спроса на зимние сорта дизельного топлива способствует реализация проектов по вводу двухстадийных гидрокрекингов в Киришах (ОАО «Сургутнефтегаз») и в перспективе в Туапсе (ОАО «НК «Роснефть») с получением зимнего дизельного топлива из смесового сырья (тяжелого атмосферного газойля, дизельной фракции и бензина висбрекинга); а также строительство современной установки гидроочистки – гидроизомеризации в Ангарской НХК; перевод установок гидроочистки дизельного топлива на процесс гидродепарафинизации в гг.: Ярославль, Кстово, Рязань, Кириши, Пермь, Куйбышев, Омск, Уфа, Нижнекамск; Основное направление разработок в этой области связано с созданием эффективных каталитических систем, в том числе и не содержащих благородных металлов. Наилучшие результаты здесь достигнуты ИК СО РАН и ОАО «ВНИИ НП» совместно с РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина.

В процессах каталитической депарафинизации и изодепарафинизации есть свои преимущества и недостатки. Каталитическая депарафинизация дистиллятов является разновидностью процесса легкого селективного гидрокрекинга, при котором происходит разрыв цепи n-парафинов с длиной цепи C-22-C24. Выбор процесса депарафинизации обусловлен возможностью применения полифункциональных цеолитсодержащих катализаторов, не содержащих благородных металлов, которые в настоящее время очень дорогостоящи и дефицитны. Основной недостаток – низкий выход целевого продукта - 80-85%. В процессах изодепарафинизации

выход целевого продукта составляет более 95% масс, цетановое число остается на прежнем уровне, уменьшается содержание ПЦА в дизельном топливе и получающийся бензин имеет высокие октановые характеристики. Главный недостаток – использование катализаторов на основе драгметаллов – высокие затраты на катализатор. Поэтому основным направлением развития процессов производства низкотемпературных топлив является синтез катализаторов изодепарафинизации, содержащих вместо платины менее дорогостоящие металлы, например палладий, как в разработках ИК СО РАН, или катализаторы, не содержащие редкоземельных металлов, как в катализаторах, предлагаемых ОАО «ВНИИНП» и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.. В настоящее время российские катализаторы успешно прошли пилотные и опытно-промышленные испытания, но в реальных установках пока не используются. В промышленных установках в основном катализаторы зарубежных разработчиков.

С точки зрения производства дизельных топлив для холодного и арктического климата интересны технические решения, используемые при реконструкции установки ГО ДТ на ОАО «Газпром нефть – Омский НПЗ» и «НК Роснефть- Ангарская НХК». Установка гидроочистки дизельного топлива дооборудована блоком каталитической гидродепарафинизации с использованием высокоэффективных импортных катализаторов фирмы Шелл.

На Комсомольском НПЗ запущена установка глубоко гидрооблагораживания ДТ с тремя реакторами. Разработчик АББ Луммус Глобал, катализаторы Критерион. 1 реактор – глубокое удаление сернистых и азотсодержащих соединений из сырья и насыщение олефинов водородом; 2 реактор – гидродеароматизация углеводородов; 3 реактор – депарафинизация; 3 реактор эксплуатируется в зимнее время, летом он байпасируется

На установке получения низкосернистого низкозастывающего топлива на ОАО «Ангарская НХК» были решены одновременно производство дизельных топлив условно летних сортов и зимних классов с разной спецификацией по температуре помутнения. Здесь была использована технология **Exxon Mobil**, сочетающая в себе процесс гидроочистки и гидроизодепарафинизации дизельного топлива. Установка имеет максимальную мощность по сырью - 4,0млн. т/год.

Задача одновременного производства на установке летних и зимних сортов на этой установке решалась за счет использования двух поточной схемы процесса (поток А и поток В). Каждый поток включает по два параллельно работающих реактора и послойное использование в каждом из них основных и вспомогательных катализаторов.

Поток А предназначен только для выработки летних сортов дизельных топлив с содержанием серы менее 10 мкг/кг. На данном потоке перерабатывается прямогонное дизельное топли-

во, легкий газойль каталитического крекинга, бензин и дизельная фракция замедленного коксования. Смесевое сырье имеет повышенную плотность, значительное содержание серы, азота и полициклических ароматических углеводородов. Каждый реактор потока А содержит четыре слоя катализатора гидроочистки (HDT), разделенные зонами охлаждения. Особенности конструкции внутренних устройств реакторов, разработанной лицензиаром установки, является тщательное перемешивание продуктов реакции с охлаждающим газом и достаточное распределение паров жидкости по слою катализатора. Катализатор обеспечивает насыщение моно- и полициклических ароматических углеводородов, гидрирование серо-и азотсодержащих соединений при жестких режимных параметрах: давление водорода до 7,6 МПа, объемная скорость подачи сырья  $-0,85 \text{ ч}^{-1}$ .

На потоке В могут вырабатываться как летние, так зимние и сорта дизельного топлива с температурой помутнения от  $-22$  до минус  $34 \text{ }^\circ\text{C}$  в зависимости от сорта и выходом более 95% масс.. Переход потока на выпуск зимнего дизельного топлива осуществляется за счет изменения температурного режима процесса: Зимний вариант предусматривает температуру входа в реакторы на катализатор гидроочистки (HDT) около  $340 \text{ }^\circ\text{C}$  и температуру входа в катализатор изомеризации (MIDW)  $364-372 \text{ }^\circ\text{C}$ , а летний вариант –  $334 \text{ }^\circ\text{C}$ . На активность катализатор изодепарафинизации кроме температуры оказывает большое влияние степень деазотирования на катализаторе гидроочистки. В связи с этим содержание азота в сырье ограничено 90 ppm. Ввод этой установки определяет ОАО «Ангарская НХК» как основного производителя дизельного топлива для холодного и арктического климата среди предприятий НК «Роснефть». Кроме сезонных потребностей регионов Сибири и Дальнего Востока ОАО «АНХК» обеспечивает производство зимних дизельных топлив для отдаленных районов Крайнего Севера в период летней навигации и нужд Министерства обороны РФ.

Увеличение глубины переработки нефти до 90% и более возможно только при условии внедрения новых технологий переработки тяжелых нефтяных остатков. Эти технологии сегодня так или иначе связаны с процессами каталитического крекинга, гидрокрекинга и коксования

Разработкой современных технологий переработки нефтяных остатков, в т.ч. технологии каталитического крекинга, гидрокрекинга (производство топлив, производство масел), коксования, производства битума занимаются ведущие российские и зарубежные компании (таблица 1). Крекинги – это **Axsens, CBI Lummus, KBR, Exxon Mobil, Shell, Stone & Webster, UOP, Chevron Lummus** из зарубежных компаний и **ИНХС, ВНИИНП и ВНИПИнефть** из россий-

ских компаний. Термические процессы- это прежде всего зарубежные, **Foster Wheeler, Conoco Philips, Chevron Lummus, Exxon Mobil** , из российских - **ГУП ИНХПБ**. (таблица 6.1).

Таблица 6.1 - Основные лицензиары современных процессов глубокой переработки нефти

Процессы		Лицензиары	
		зарубежные	российские
Каталитический крекинг	Вакуумного газой-ля	Axsens, CBI Lummus, KBR, Exxon Mobil, Shell, Stone & Webster, UOP	ИНХС РАН, ОАО «ВНИИ НП», ОАО «ВНИ- Пинефть»
	Нефтяных остатков	Shevron Lummus, IFP, KBR, UOP	Разрабатывается ИНХС РАН и ОАО «ВНИПинефть»
Гидрокрекинг	Вакуумного газой-ля	Shevron Lummus, Axsens, UOP	Отсутствуют
	Нефтяных остатков	UOP, Axsens, KBR, Chevron Lummus,	ИНХС РАН
Коксование	замедленное	CBI Lummus, Fos- ter Wheeler, Cono- co Philips	ГУП «ИНХП РБ»
	непрерывное	Exxon Mobil	Отсутствуют
Производство смазочных масел III группы		Shevron Lum- mus, Exxon Mobil	Отсутствуют

Особый интерес представляют разработки в области каталитического крекинга. – основного процесса, как в России, так и за рубежом, направленного на углубление переработки нефти. В России доля каталитического крекинга в общем объеме нефтепереработки не превышает 10 %, в то время как в США -35%, в Китае – 27% и в странах ЕС – около 15-17%. Современные тенденции развития процесса каталитического крекинга связаны с переработкой утяжеленного нефтяного сырья м остатков, совмещением топливного и нефтехимического вариантов (бензина, дизельного топлива, пропилена) и сокращением контакта сырья и катализатора. Пер-

спективными являются разработки компании KBR (процесс Maxofin) и компании UOP (процесс миллисеконд).

Россия – одна из стран, создавших свой собственный конкурентоспособный современный процесс каталитического крекинга в прямоточном реакторе на цеолитсодержащем микросферическом катализаторе - Г-43-107, и КТ-1.

Конкурентоспособность технологии в настоящий период была подтверждена строительством установки мощностью 880 тыс. т/год на ОАО «ТАИФ-НК» при совместном участии научно-исследовательских и проектных организаций – ОАО ВНИИ НП, ИНХС РАН, ОАО «ВНИПИнефть». Реализация технологии осуществлена на имеющемся оборудовании ОАО «ТАИФ-НК» путем реконструкции простаивающей установки дегидрирования изопентана. Реализованная отечественная технология не уступает по своим показателям лучшим зарубежным аналогам. Она позволяет перерабатывать сернистое (с содержанием серы 1,8 – 2,5 % масс.), трудно-крекируемое сырье - фракции с началом кипения 315-330°C и концом кипения 530-550°C. Работает установка без предварительной гидроочистки сырья и производит компонент бензина для завода, где нет установки каталитического риформинга – как правило, основного поставщика высокооктановых компонентов на российских заводах. Подобные установки в России не сооружались уже более 25 лет. Несмотря на это уровень разработки оказался очень высоким: на установке применен новый прямоточный реактор, обеспечивающий короткое время контакта углеводородных паров с катализатором в условиях, приближающихся к идеальному вытеснению; реактор оборудован усовершенствованными узлами ввода сырья, рециркулятов с радиальными щелевыми форсунками. Предложенная система ввода сырья обеспечивает практически однократный контакт капель сырья с катализатором. Для предотвращения перекекинга сырья на выходе из реактора предусмотрено сепарационное устройство, позволяющее быстро и эффективно отделять основную часть катализатора от паров нефтепродуктов. В регенераторе предусмотрен новый узел ввода закоксованного катализатора. Его конструкция обеспечивает равномерное распределение катализатора по сечению регенератора. Благодаря организации противоточного движения катализатора и воздуха в нижней части слоя повышается эффективность регенерации. Выход бензина до 210 °С составляет 51,8 % мас.

В комплексе этой установки была реализована технология переработки тяжелого нефтяного сырья в сочетании с секцией гидрооблагораживания бензина. Сероочистка бензина каткрекинга осуществлена отдельно для легкой фракции (НК-70°C) путем демеркаптанации и тяжелой фракции (70-215°C) путем гидроочистки. В качестве основного катализатора использу-

ется российский высокоактивный алюмокобальтмолибденовый катализатор ГО-70, а в качестве защитного слоя катализатор ТНК-2013. ГО-70 обеспечивает два года межрегенерационного пробега и 8 лет общий срок работы катализатора. В настоящий момент ОАО «ВНИПИнефть» предложен и патентуется новый вариант облагораживания бензина каталитического крекинга путем разделения потока на три фракции.

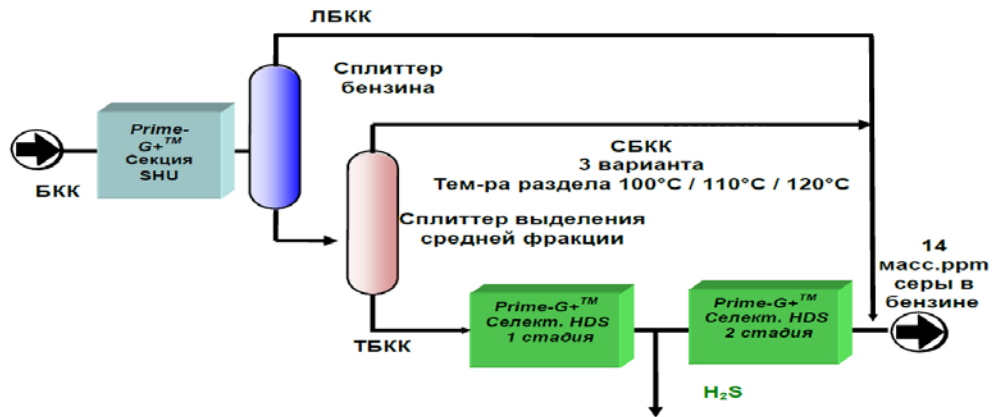


Рисунок 1 - Гидроочистка бензина каталитического крекинга оао «таиф-нк»

Большой интерес представляют разработки нескольких коллективов российских ученых по технологиям получения

- конкурентоспособных микросферических катализаторов крекинга, в т. числе с мин. содержанием редкоземельных металлов.
- добавок в катализаторы крекинга, в том числе оксидов редкоземельных элементов для увеличения выхода олефинов и повышения октанового числа, связывания оксидов серы и азота
- промоторов дожигания оксида углерода.

А также по вводу различных соединений в сырье процесса каталитического крекинга с целью его активации.

ИППУ СО РАН занимается разработкой и внедрением российских микросферических катализаторов. Несмотря на самую передовую технологию его производства, показатели работы катализаторов Люкс-1 и Люкс-2 высокие – выход 55-56 %масс. его октановое число – 92,5. , возможно использование сырья с очень высоким концом кипения (до 580-600°C).



В 2007 г. на ИСХЗК была закончена модернизация основного производства с применением японского оборудования и смонтирована линия по производству микросферического катализатора крекинга (FCC). Компания КНТ Групп постоянно ведет научную деятельность, имея в своем составе лабораторию, оснащенную по высочайшему классу и находящуюся в постоянном контакте с институтами РФ и СНГ, в том числе с ИК СО РАН. В настоящее время, благодаря разработкам научного центра, катализаторы КНТ Групп превосходят по качеству большинство производителей катализаторов.

Самые востребованные на сегодняшний день процессы и установки – это установки гидрокрекинга, позволяющие перерабатывать различное сырье с получением широкого спектра высококачественных продуктов. В предыдущем докладе было отмечено, что за последние 5-7 лет в России появилось несколько крупных комплексов гидрокрекинга. Наибольший интерес вызывают процессы гидропереработки тяжелого сырья и остатков. Основные тенденции развития процесса гидрокрекинга, в том числе увеличение выхода жидких продуктов, предполагают осуществление процесса в трехфазном и движущемся слое катализатора.

Однако предлагаемые в настоящее время на рынке процессы гидропереработки на традиционных гетерогенных катализаторах из-за высокого содержания в сырье металлов, высокомолекулярных смолистых веществ и асфальтенов характеризуются рядом существенных недостатков, а именно: невысокой конверсией сырья, высоким расходом водорода, быстрой дезактивацией катализатора и блокированием его поверхности из-за быстро протекающих реакций коксования и накопления металлов на его поверхности.

Поэтому для гидропереработки тяжелого сырья, прежде всего гудрона, был предложен и реализован подход, основанный на отказе от использования традиционных гетерогенных катализаторов и переходе к проведению реакций в сларри-режиме с использованием наноразмерных катализаторов. В мире сразу несколько компаний предложили подобные технологии.

В России одной из перспективных технологий переработки тяжелого нефтяного сырья является технология гидроконверсии в движущемся слое суспендированного наноразмерного катализатора, разработанная ИНХС РАН. Основные особенности данной технологии: применение нанокатализаторов, среднее давление 7-8 МПа, глубина переработки 80-90%, высокая гибкость по выходу продуктов.

В этой технологии разработаны принципиально новые каталитические системы в форме дисперсных наночастиц активного компонента. Образование таких частиц происходит непосредственно в реакционной среде. При этом стабилизация самих наноразмерных частиц обеспе-

чивается за счет присутствия в тяжелых нефтяных фракциях смол и асфальтенов, выступающих в качестве своеобразных наночастиц. Синтез катализатора осуществляется непосредственно в реакционной среде, в атмосфере водорода которой он сохраняет свою стабильность в течение длительного периода времени. Важно, что резкое уменьшение размеров частиц катализатора позволяет снизить необходимое давлением водорода при переработке компонентов тяжелого сырья и обеспечивает максимальную конверсию. Оптимальная концентрация катализатора составляет 0,05% в пересчете на активный компонент.

Получаемая коллоидная система не теряет своей агрегативной устойчивости при удалении образующихся в процессе легких фракций и может быть направлена на рециркуляцию.

Такой подход позволяет создавать катализаторы, которые не только сохраняют стабильность в течение длительного времени, но и проявляют очень высокую активность при низких концентрациях (сотые доли процента) и относительно низких для переработки тяжелого сырья давлениях (до 10 МПа). Это обеспечивает преимущество перед процессами в сларри-режиме, разработанными иностранными компаниями Eni, UOP, KBR, AXENS и др. Технология прошла стадию пилотных испытаний. В настоящее время разрабатываются проекты по реализации этого процесса в промышленном масштабе на «ТАНЕКО» с технологий Шеврон-луммус на блоке производства масел и на ОАО «ГАЗПРОМ-добыча Астрахань» по переработке высокопарафинистого и высокосернистого остатка переработки газового конденсата.

Особое место в процессах углубления переработки нефти занимают термические процессы переработки тяжелого нефтяного сырья: технологии производства коксов и битумов. В перспективе, с увеличением доли тяжелого сырья и необходимостью переработки битуминозных нефтей, роль термических процессов будет постепенно возрастать.

Новые технологии получения высококачественных битумов и вяжущих связаны с разработкой битумных эмульсий и композиционных компаундированных битумных материалов, модифицированных полимерами, серой и другими компонентами, и позволяют получать долговечные битумы, устойчивые к жестким погодным условиям и повышенным нагрузкам. Наиболее значимые результаты получены в битумной лаборатории РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, в ИНХПБ и в опытном исследовательском подразделении ЛУКОЙЛа в НОРСИ.

Процессы замедленного коксования развивают в России традиционно башкирские институты и организации. Там разработана гибкая энергоэффективная технология ГУП «ИНХПБ» и УГНТУ по производству коксов различного назначения. Технология внедрена на предпри-

ях Лукойла – Пермьнефтеоргсинтез, на уфимских заводах(Новоойл, Уфанефтехим)и на Туркменбашинском НПЗ.

Новая интересная технология производства коксующихся добавок, так называемых «кеков», разработана компанией АТЭК. «Кек нефтяной» обладает широким температурным интервалом пластичности, обеспечивает идеальные условия спекания, формирования структуры и технологических параметров металлургического кокса, не требует прокалики.

Кек нефтяной эффективен при производстве различного доменного кокса, крупного литейного кокса и специального кокса для цветной металлургии. Технология по аппаратурному оформлению аналогична процессу замедленного коксования

В настоящее время в России практически не осталось установок по производству технического углерода, а ведь сажа используется в очень широком спектре отраслей народного хозяйства: от производства шин, резины, окрашенных полимеров до типографских красок и медицины. На нижнекамском заводе технического углерода разработана и внедрена технология двухкаскадной системы нагрева с системой утилизации вторичного тепла. Реальный суммарный экономический эффект от внедрения положений патента составил свыше 100 млн. руб.

Матричная нефть - особый тип нефтей, содержащий сложные высокомолекулярные фуллереноподобные соединения  $C_{60}$ ,  $C_{80}$ ,  $C_{100}$ , соединения, связанные с плотной частью карбонатных пород

Суммарные геологические запасы матричной нефти Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения оцениваются в количестве 2,56 млрд.т. Коэффициент извлечения матричной нефти составляет по данным предварительной оценки 25%

Одним из привлекательных моментов извлечения и переработки матричной нефти является сосредоточие в ней различных редкоземельных металлов, некоторые из которых находятся в количестве, выгодном для извлечения. Например, ванадий, никель, галлий и некоторые другие.

Разрабатываемая технология направлена на переработку матричной нефти и создание комплексного производства по получению высококачественных продуктов нефтегазопереработки, ценных металлов, а также концентрата ароматических углеводородов. Концентрат ароматических углеводородов может быть использован в качестве дешевых агентов-растворителей, необходимых при добыче матричной нефти

Разработчики технологии – ИНХС РАН, РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, Институт проблем химической физики РАН, ОАО «ВНИПИнефть», ИПН.

Таким образом, в России активно разрабатываются и внедряются в том числе и инновационные технологии, направленные на переработку тяжелого нефтяного сырья и получение продукции высокого качества. Успешное внедрение всего спектра рассмотренных технологий в отечественной промышленности возможно при активном развитии российского инжиниринга и объединении усилий исследовательских организаций, компаний и проектных институтов.