

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследование технологии подготовки скважинной продукции для повышения стабильности нефти в условиях промыслового транспорта на Арчинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.8: 665.625(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Штанько Софья Александровна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ГРНМ	Шишмина Людмила Всеволодовна	К.х.н., с.н.с.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф Ирина Валерьевна	К.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры ЭБЖ	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова Оксана Сергеевна	К.г.-м.н, доцент		

Томск – 2017 г

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Использовать фундаментальные математические, естественнонаучные, профессиональные и социально-экономические знания в области специализации
P2	Применять глубокие знания в области современных технологий нефтегазового дела для решения междисциплинарных инженерных задач
P3	Ставить и решать инновационные и научно-исследовательские задачи разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений в условиях неопределенности с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний
P4	Профессионально выбирать и использовать инновационные методы исследований, современное научное и техническое оборудование, программные средства для решения научно-исследовательских задач с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных технологий нефтегазового дела в неопределенных и сложных условиях
P6	Внедрять, обслуживать и эксплуатировать современные технологии нефтегазового дела, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила безопасности труда и охраны здоровья, выполнять требования по защите окружающей среды
<i>Универсальные компетенции</i>	
P7	Использовать глубокие знания в области проектного менеджмента, находить и принимать управленческие решения с соблюдением профессиональной этики и норм ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов
P8	Активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в иноязычной среде, включая разработку документации и презентацию результатов проектной и инновационной деятельности.
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве руководителя группы, в том числе и международной, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за работу коллектива, готовность следовать профессиональной этике и нормам, корпоративной культуре организации
P10	Демонстрировать глубокое знание социальных, правовых, культурных и экологических аспектов инновационной инженерной деятельности, осведомленность в вопросах безопасности жизнедеятельности, быть компетентным в вопросах устойчивого развития
P11	Самостоятельно приобретать знания и умения и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Чернова О.С

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ5Г	Штанько Софье Александровне

Тема работы:

Исследование технологии подготовки скважинной продукции для повышения стабильности нефти в условиях промыслового транспорта на Арчинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора	27.02.2017 №1127/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Технологическая схема опытно-промышленной разработки месторождения; регламент ДНС с УПСВ; физико-химический состав нефти; методики лабораторных исследований нефти, нормативные документы; фондовая и периодическая литература, учебники, монографии
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Литературный обзор о роли высокомолекулярных углеводородов в образовании отложений Аналитический обзор: способы предотвращения образования отложений при транспорте парафинистых нефтей; Постановка задачи исследования; Объект и методы исследования; Лабораторные исследования товарной нефти; Моделирование и исследование влияния факторов на образование отложений при промысловом транспорте нефти; Результаты и их обсуждение; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;

	Социальная ответственность; Заключение
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Хроматограмма компонентного состава парафинов нефти, Зависимость количества АСПО от температуры «холодного стержня», Влияние разбавителей на количество отложений, Зависимость динамической вязкости от температуры, моделирующая схема подготовки и промыслового транспорта парафинистой нефти месторождения, Распределение отложений по длине трубопровода, Распределение отложений в зависимости от температуры, Зависимость снижения температуры нефти по длине трубопровода от времени его эксплуатации, Снижение температуры потока по длине трубопровода в зависимости от транспортируемой среды, Зависимость толщины отложений от вида применяемой изоляции, Распределение отложений в зависимости от температуры, Снижение температуры потока по длине трубопровода в зависимости от применяемой изоляции
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Немцова Ольга Александровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Результаты проведенного исследования и их обсуждение	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	30.01.2017
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шишмина Людмила Всеволодовна	к.х.н., с.н.с.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Штанько Софья Александровна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 112 с., 35 рис., 32 табл., 34 источника, 1 прил.

Ключевые слова: месторождение, нефть, парафин, отложения, трубопровод, разбавитель, температура, изоляция, параметр Гильдебранда, Aspen Hysys

Объектом исследования являются высокопарафинистая нефть месторождения, разбавители метанового ряда: пентан, гептан, декан, ароматического: толуол, конденсат парафинового основания, изоляция из стекловолокна и пенополиуретана

Цель работы – предотвращение парафиновых отложений при промышленном транспорте парафинистой нефти месторождения

В процессе исследования проводились лабораторные исследования реологических свойств нефти и нефтяных систем в условиях низких температур, моделирование процесса предотвращения отложений в межпромысловом трубопроводе в среде программы Aspen Hysys

В результате исследования изучены реологические и низкотемпературные свойства свойства нефти, создана моделирующая схема подготовки и промышленного транспорта парафинистой нефти и с ее использованием установлены разбавители, которые могут применяться для снижения количества парафиновых отложений из нефти при ее движении по межпромысловому трубопроводам, подобрана изоляция для увеличения межочистного периода межпромыслового трубопровода

Основные технологические и технико-эксплуатационные характеристики: Из разбавителей наиболее эффективен толуол; теплоизоляция из пенополиуретана толщиной 50 мм обеспечивает минимальную толщину отложений парафинов

Степень внедрения: работа носит поисковый характер

Область применения: результаты могут быть использованы в технологии промышленного транспорта на месторождениях с парафинистой нефтью

Экономическая эффективность: При применении толуола в качестве растворителя количество сдаваемой нефти увеличивается на 57,2 т/год по сравнению с количеством товарной нефти, транспортируемой по неизолированному трубопроводу без добавок разбавителя. Прибыль от сдаваемой нефти в этом случае составит 1058200 рублей/год, при условии производства толуола на собственном предприятии.

Изоляция из пенополиуретана толщиной 50 мм увеличивает количество сдаваемой нефти на 94,9 т/год по сравнению с количеством товарной нефти, транспортируемой по неизолированному трубопроводу. Прибыль от сдаваемой нефти в этом случае составит 1755650 рублей/год.

В будущем планируется исследование конденсата ароматического типа как разбавителя, и комбинированного способа, включающего разбавитель и изоляцию.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе применены следующие сокращения:

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

АСПО – асфальтеносмолопарафиновые отложения;

ДНС – дожимная насосная станция;

УПСВ – установка предварительного сброса воды;

ТЭК – топливно-энергетический комплекс;

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы;

САВ– смолисто-асфальтеновые вещества;

ГКЗ – государственная комиссия по запасам;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

ЦПС – центральный пункт сбора;

БКНС – блочной кустовой насосной станции;

БД – блок дегазатора;

ППД – поддержание пластового давления;

УПН – установка подготовки нефти;

ППУ – пенополиуретан

Оглавление

Введение.....	7
1.Высокомолекулярные углеводороды нефти и их роль в образовании отложений.....	11
2.Способы предотвращения образования отложений при транспорте парафинистых нефтей.....	17
3.Постановка задачи исследования.....	22
4.Объект и методы исследования.....	23
4.1 Характеристика Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.....	23
4.2Характеристика сырья установки подготовки нефти.....	27
4.3 Методика расчета парафиновых отложений в программе Aspen Hysys.....	32
4.4 Технология подготовки и транспорта нефти.....	36
5.Лабораторные исследования товарной нефти Арчинского месторождения.....	38
5.1 Определение компонентного состава парафинов нефти.....	38
5.2 Определение количества нефтяных отложений методом «холодного стержня».....	38
5.3 Определение температуры застывания.....	39
5.4 Определение динамической вязкости нефти и нефтяных систем.....	42
6. Исследование влияния факторов на образование отложений при промысловом транспорте нефти.....	45
6.1 Исследование влияния разбавителей на низкотемпературные свойства нефти.....	45
6.2 Моделирование технологической схемы установки подготовки и транспорта нефти на Арчинском месторождении.....	50
7. Результаты и их обсуждение.....	52
7.1 Анализ динамики образования отложений в межпромысловом трубопроводе.....	52
7.2 Технический способ предотвращения образования отложений парафинов.....	57
8.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	61
9. Социальная ответственность.....	72
Заключение.....	93
Список публикаций.....	95
Список использованных источников.....	97
Приложение А.....	100

Введение

Россия относится к странам с высоким обеспечением топливно-энергетическими ресурсами. Начальные суммарные извлекаемые ресурсы нефтегазоносных бассейнов России на 01.01.2009 г. составляют 111,4 млрд т (22 % мировых) и занимают второе место после ресурсов нефти стран Персидского залива [1].

По данным Министерства энергетики добыча нефти и газового конденсата в России в 2015 г. возросла на 1,34 % и составила 534,1 млн т. Это составило 12 % мировой нефтедобычи и позволило нашей стране занять первое место по объемам [2].

Однако, несмотря на ежегодный рост объемов добычи нефти, развитие техники и технологий добычи и методов повышения нефтеотдачи, в настоящее время существуют некоторые негативные факторы, не учитывать которые нельзя. Прежде всего, это качественное ухудшение сырьевой базы нефти, связанное с выработкой крупных и гигантских месторождений с хорошими коллекторами и, как следствие, возрастание доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) [1].

Несмотря на то, что в основных нефтегазоносных провинциях (бассейнах) отмечена тенденция увеличения ресурсов нефти [1], что появился новый восточносибирский нефтедобывающий регион [3], Западная Сибирь по-прежнему является основной сырьевой базой нефтяной промышленности, в которой сконцентрировано более половины ресурсного потенциала и которая обеспечивает более половины объема добычи жидких углеводородов в России [4].

Длящийся уже два года кризис мировой нефтяной отрасли негативно воздействует на всех участников глобального рынка – начиная от крупнейших мировых игроков нефтегазового сектора и заканчивая производителями металлопродукции и сервисными предприятиями. Прибыль таких компаний как Exxon-Mobil и Total снизилась в несколько раз, а BP и Statoil завершили 2015 год с убытком. Главной причиной является падение

цен на нефть, которое усугубляется высокой себестоимостью производства на многих традиционных площадках мировых игроков. По данным норвежской Rystad Energy, самая дорогая нефть – в Великобритании, Бразилии, Канаде, США и Норвегии: с учетом капитальных затрат ее производство обходится более, чем в 35 долларов за баррель. По оценке Rystad Energy, Россия входит в шестерку стран, где производство нефти обходится дешевле 20 долларов. Собственно, российский показатель составляет 17,2 доллара за баррель [2].

В условиях кризиса мировой нефтяной отрасли добывающий сектор ТЭК вынужден уделять все большее внимание проблемам поддержания эффективности скважинной добычи [5] и промыслового трубопроводного транспорта нефти. Причем, возникающие дополнительные расходы, как капитальные, так и оперативные, должны быть минимальными. Поэтому возрастает интерес к сравнительно недорогим, но при этом достаточно надежным методам, гарантирующим бесперебойную эксплуатацию месторождения без существенного увеличения объемов инвестиций.

Томская область в силу геологических особенностей своих недр к нефтегазовым гигантам не относится. Но добыча углеводородного сырья была и остается стабильным источником дохода бюджета области, обеспечивает занятость людей, причем большей частью это квалифицированные работники. Благодаря нефти и газу в области появилась новая отрасль – нефтегазохимия. В нефтяном секторе экономики области те же проблемы, что и у «большой» нефти. Объем добычи нефти в 2015 г. составил 10,8 млн т, что соответствует уровню 2014 г. И.о. начальника департамента по недропользованию и развитию нефтегазодобывающего комплекса Томской области Н.Н. Ильин в беседе с корреспондентом отметил, что ресурсная база месторождений практически выработана, существенного прироста нет, прогноз – неутешительный. Прирост (добычи) может быть достигнут лишь за счет залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Тогда возможно реально не только прекратить падение, но и

добиться определенного роста по объемам добычи [6]. Поэтому в области сделана ставка на ТРИЗ и палеозойские залежи. В 2016 г. добыча нефти в регионе, по прогнозным оценкам предприятий добывающего блока, вырастет на 0,5 % – до 10,86 млн т. Из них около 7 % (800 тыс. т) придется на ТРИЗ [7].

Объемы работ по ТРИЗ в настоящее время сокращаются. Сокращается и государственное, и частное финансирование. Добывающей компании нужна прибыль. Пример: по международной отчетности себестоимость тонны нефти в НК «Роснефть» – в пределах 20–25 долларов за баррель. А для ТРИЗов себестоимость составляет минимум 40–50 долларов, т.е. о прибыли уже говорить не приходится, по крайней мере, на первоначальных этапах [6]. Конечно, полностью от проблемы добычи ТРИЗ в области уходить не собираются, будет делаться все возможное, чтобы процесс продолжался, чтобы исследования проводились. Сегодняшние наработки будут востребованы и реализованы, как только изменится финансовая ситуация, в частности, увеличится цена нефти. Новые технологии добычи ТРИЗ нужны не только Томской области, но и всем нефтедобывающим регионам с падающей добычей, истощенными месторождениями. В 2014 г. на одном из нефтегазоконденсатных месторождений Томской области создан первый в России полигон по изучению новых методов освоения ТРИЗ. Нефть данного месторождения относится к парафинистым [1].

Актуальность работы определяется текущей ситуацией в нефтедобывающей комплексе России и Томской области, в частности: добыча нефти в Западной Сибири с каждым годом осложняется, так как, за счет увеличения степени выработанности действующих месторождений, вовлечения в разработку новых месторождений, происходит изменение баланса запасов и возрастает доля трудноизвлекаемых ресурсов – высоковязких и высокостывающих нефтей, добыча, сбор и подготовка которых сопровождаются образованием асфальтеносмолопарафиновых отложений, что приводит к потерям в добыче, возрастанию энергетических затрат, капитальных и эксплуатационных расходов.

Работа посвящена поиску путей предотвращения отложений парафинов при промышленном транспорте парафинистой нефти одного из месторождений Томской области с помощью моделирующей схемы образования отложений в трубопроводе, разработанной в среде моделирующей программы Aspen HYSYS®.

Аннотация

В первом разделе выпускной квалификационной работы проведен литературный обзор роли высокомолекулярных углеводородов в образовании отложений. В данном разделе описан состав АСПО, рассмотрены необходимые условия и факторы формирования парафиновых отложений.

Второй раздел посвящен способам предотвращения образования отложений при транспорте парафинистых нефтей. Существует множество факторов, препятствующих интенсивному формированию парафиновых отложений: прежде всего это достижение температуры выше значения температуры насыщения нефти парафинами. Широко применяемым способом является введение в нефть присадок, действие которых направлено на понижение температуры застывания или на снижение вязкости. Особое внимание в разделе уделено применению разбавителей, которые способствуют поддержанию растворяющей способности нефти по отношению к высокомолекулярным парафинам. Данный метод применяют к вязким нефтям.

В третьем разделе приведена цель работы и задачи исследования. Образование и рост твердых парафиновых отложений существенно обостряют процессы добычи, сбора и подготовки для месторождений с ТРИЗ. В Томской области одним из таких месторождений является месторождение А. Поэтому целью работы является предотвращение образования отложений парафинов при промышленном транспорте товарной нефти месторождения А до пункта сдачи.

Четвертый раздел посвящен характеристике объекта и методов исследования. Дана геологическая характеристика месторождения, физико-химические свойства нефти, методика расчета парафиновых отложений в программе Aspen Hysys, приведена технология подготовки и транспорта нефти.

В пятом разделе проведено описание методик лабораторных исследований нефти и нефтяных систем. Описаны методики определения количества нефтяных отложений методом «холодного стержня», определение температуры застывания и значения динамической вязкости нефти и нефтяных систем.

Шестой раздел посвящен исследованию влияния разбавителей на низкотемпературные свойства нефти и моделированию технологической схемы установки подготовки и транспорта нефти на месторождении в программе Aspen Hysys.

В седьмом разделе приведены результаты исследования и их обсуждение. Проанализированы результаты моделирования влияния разбавителей и изоляции на распределение парафиновых отложений по длине трубопровода, по температуре потока. Установлено влияние состава транспортируемой системы на вязкость, режим течения жидкости, потери давления на трение, температуру, толщину и место локализации отложений. Исследована зависимость снижения температуры нефти по длине трубопровода от времени его эксплуатации и от состава транспортируемой среды. Установлено, что самый эффективный из исследованных растворителей толуол, обладает более высоким значением параметра растворимости Гильдебранда, причем его параметр наиболее близок к рассчитанному значению параметра Гильдебранда для исследуемой нефти. Применение изоляции из пенополиуретана значительно увеличивает межочистной период, позволяя сохранить температуру нефти по длине трубопровода, тем самым предотвращая образование значительного слоя отложений.

Восьмой раздел посвящен сравнительной оценке экономической эффективности применения разбавителей и изоляции межпромыслового трубопровода для предотвращения образования парафиновых отложений на месторождении А.

В девятом разделе описана социальная ответственность, которая должна обеспечивать исключение несчастных случаев, защиту здоровья работников, снижение вредных воздействий на окружающую среду.

Закключение

При помощи установки «холодного стрелня» были получены данные по количественному объему отложений из исследуемой нефти и нефтяных систем: разбавители уменьшают объем отложений от 0,8 г/100г для нефти до 0,17 г/100г для смеси с добавкой 7% мас. толуола.

На измерителе «Кристалл» SX-800 определены значения динамической вязкости и температуры застывания: парафиновые разбавители не понизили температуру застывания нефти, толуол снизил температуру застывания до минус 4,9 °С.

Методом газожидкостной хроматографии определен компонентный состав высокомолекулярных парафинов нефти: в значительном количестве присутствуют парафины от C₉ до C₃₀.

Разработанная моделирующая схема в программном комплексе Aspen Hysys в сочетании с лабораторными данными позволила оценить эффективность разбавителей и применения теплоизоляции межпромыслового трубопровода при промышленном транспорте исследуемой парафинистой нефти.

Динамика толщины отложений парафинов по длине трубопровода имеет бимодальную зависимость, что коррелирует с составом парафиновых углеводородов нефти. Максимальная толщина отложений за 4 месяца эксплуатации достигает 14 мм, объем отложений – 38,85 м³.

Исследованные парафиновые разбавители оказывают практически одинаковое влияние на поддержание растворяющей способности нефти: она возрастает примерно в 1,5 раза. В заданных условиях толуол проявил наибольшую эффективность: объем парафиновых отложений в трубопроводе сократился в 2,3 раза.

Углеводородный конденсат парафинового типа показал наименьшую эффективность.

Добавка растворителей привела к сдвигу интервала отложений по длине трубопровода от 870–10000 м к более дальним участкам.

Температура начала образования отложений при добавке растворителей сместилась от 40 до 34–26 °С.

При применении толуола в качестве растворителя количество сдаваемой нефти увеличивается на 57,2 т/год по сравнению с количеством товарной нефти, транспортируемой по неизолированному трубопроводу без добавок разбавителя. Прибыль от сдаваемой нефти в этом случае составит 1058200 рублей, при условии производства толуола на собственном предприятии.

Применение изоляции из пенополиуретана толщиной 50 мм практически полностью предотвращают выпадение парафиновых отложений в межпромысловом трубопроводе.

Изоляция из пенополиуретана толщиной 50 мм увеличивает количество сдаваемой нефти на 94,9 т/год по сравнению с количеством товарной нефти, транспортируемой по неизолированному трубопроводу, Прибыль от сдаваемой нефти в этом случае составит 1755650 рублей.

Список опубликованных работ

№ п.п.	Наименование работы, её вид	Форма работы	Выходные данные	Объём, стр.	Соавторы
1,	Подбор условий для предотвращения выпадения парафинов в системе сбора нефти <i>доклад</i>	Печатный	Одиннадцатая Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика), Москва, РГУ им. И.М. Губкина, 20-23 октября 2015 г.	1	
2,	Оценка влияния разбавителей на образование парафиновых отложений <i>доклад</i>	Печатный	XX Международный научный симпозиум им, акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, ТПУ, 4-8 апреля 2016 г.	2	Левшин М.О.
3	Технологическое моделирование промыслового транспорта парафинистой нефти <i>доклад</i>	Печатный	7-ая Всероссийская научно-практическая конференция "Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа", Томск, Институт химии нефти СО РАН, 19-23 сентября 2016 г.	6	Шишмина Л.В.
4	Исследование низкотемпературных свойств товарной нефти месторождения А <i>доклад</i>	В печати	XXI Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М. А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр»,	2	

			Томск, ТПУ, 3-7 апреля 2017 г		
5	Low-temperature properties investigation of field A tank oil <i>доклад</i>	В печати	XXI Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, ТПУ, 3-7 апреля 2017 г	2	Маргерт А.С.
6	Технологическое моделирование образования парафиновых отложений при промысловом транспорте подготовленной нефти <i>статья</i>	В печати	Oil & Gas Journal Russia	8	Шишмина Л.В.

Список использованных источников

1. Ресурсный потенциал углеводородов – основа развития топливно-энергетического комплекса России / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская, М.Н. Кравченко, М.И. Шевцова // Геология нефти и газа. – 2016. – №3. – С. 3 – 13.
2. Фролов, А. Лучшее рынка / А. Фролов // ГАЗПРОМ. – 2016. – №6. – С. 11 – 15.
3. Варламов, А.И. Состояние сырьевой базы углеводородов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) и перспективы наращивания добычи / А.И. Варламов, А.А. Герт, А.С. Ефимов, П.Н. Мельников, Е.В. Смирнов // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – №11.
4. Глущенко, В.Н. Нефтепромысловая химия: изд. В 5-ти т. – М.: Интерконтакт Наука, 2009. // Т.5. В.Н. Глущенко, М.А. Силин, Ю.Г. Герин. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. – 475 с.
5. Основные методы и тенденции развития нехимических технологий обеспечения рабочего потока в трубопроводах // Нефтегазовая вертикаль. – 2016. – №11.
6. Чернозубенко, С. Полвека томской нефти... Что дальше? // Недра и ТЭК Сибири. – 2016. – №7. – С. 6 – 7.
7. Локомотив развития региона / Недра и ТЭК Сибири. – 2016. – №1. – С. 4.
8. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1969. 192 с.
9. Ященко Г.И. Свойства трудноизвлекаемых нефтей в зависимости от содержания парафинов // НТЖ. Нефть и газ. – 2008. -№6(48). – Алматы. – С.50–60.

10. Богомолов А.И., Гайле А.А., Громова В.В. и др. Химия нефти и газа: учеб. пособие для вузов / под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. Л.: Химия, 1989. 424 с.
11. Поконова Ю.В. и др. Химия нефти / под ред. З.И. Сюняева. Л.: Химия, 1984. 343 с.
12. Иванова Л.В., Буров Е.А. Асфальтосмол опарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. URL: <http://www.ogbus.ru>
13. Волкова Г.И., Лоскутова Ю.В., Прозорова И.В., Березина Е.М. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты). – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
14. Проскуряков В.А., Драбкина А.Е. Химия нефти и газа / под ред. В.А. Проскурякова. Л.: Химия, 1981. 358 с.
15. Yang X., Kilpatrick P. Asphaltenes and waxes do not interact synergistically and coprecipitate in solid organic deposits // Energy & Fuels. 2005. Vol. 19. P. 1360–1375.
16. Daaou M., Modarressi A., Bendedoch D., Bouhadda Y., Krier G., Rogalski M. Characterization of the nonstable fraction of Hassi-Messaoud asphaltenes // Energy & Fuels. 2008. Vol. 22. P. 3134–3142.
17. Garcia M.C., Carbognani L. Asphaltene-paraffin structural interactions. Effect on crude oils stability // Energy & Fuels. 2001. Vol. 15, No 5. P. 1021–1027.
18. Волкова, Г.И. Влияние растворителей на реологические свойства высоковязкой усинской нефти / Г.И. Волкова, И.В. Прозорова. // Материалы конференции ИХН, 2009 г.
19. Расчет трубопроводных систем с учетом степени гидрофобности внутренних поверхностей / М.А. Морозов, А.В. Волков, А.В. Рыженков, А.Г. Парыгин, М.В. Лукин, А.В. Наумов. // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №4. – С. 130 – 133.

20. Соловьев, Д.Ю. Исследование эффективности методов удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений на выкидных линиях скважин с применением программного комплекса OLGA / Д.Ю. Соловьев, Т.С. Ладейщикова. // Материалы VIII Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых». – Пермь, 2015. – С. 158 – 162.

21. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения

22. Руководство пользователя HYSYS. – AspenTech. 2016. URL: [http:// www.aspentech.com](http://www.aspentech.com)

23. Технологический регламент ДНС с УПСВ Арчинского месторождения

24. Измеритель низкотемпературных показателей нефтепродуктов «Кристалл» руководство пользователя 11 с.

25. Налоговый кодекс РФ Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ

26. ЕНиР Единые нормы и расценки на строительные и монтажные ремонтно-строительные работы от 5.12.1986 N43/512/29-50

27. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

28. Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.012-90)

29. СНиП 3.05.06-85 – Электротехнические устройства.

30. СО 153-34.21.122-2003 – Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.

31. СП 8.13130.2009 изменение № 1 «Системы противопожарной защиты. Источники наружного противопожарного водоснабжения. Требования пожарной безопасности»

32. N 123-ФЗ от 27 июля 2008года Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

33. Федеральный закон РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». 21.07.1997 № 116-ФЗ.

34. R Martinez-Palou et al Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline A review Journal of Science and Engineering 2011 v 75 P 274 282

Increasing of oil solvent power for wax deposition prevention

Wax deposition on pipe wall surfaces and other oil production equipment occurs under the influence of different conditions of inner and outer environment. To eliminate wax deposition at paraffin oils transportation is an essential task nowadays due to the growth of paraffin oils share in total oil production volume. The article investigates the ways of oil stability qualities improvement toward paraffin crystallization on pipeline walls by introducing hydrocarbon solvents with various dissolving ability. This method is effective during transportation of viscous oil at low temperature and application of light hydrocarbon solvents is more preferable as they give the maximum effect [4,34].

To forecast the oil phases during transportation, Aspen HYSYS® software was applied. Aspen HYSYS is the energy industry's leading process simulation software that's used by top oil and gas producers, refineries and engineering companies for process optimization in design and operations.

To improve the accuracy of the modeling the real data on deposition quantity, obtained at low temperature in the researched systems, was downloaded.

Materials: physical-chemical properties of degassed oil from the deposit A: density - average (855 kg/m^3 at 20°C), low-sulfur (sulfur content – 0.36 % mass.), high-paraffin – (hard paraffin content - 6.48 % mass.), low-resin (silica resin content - 4.93 % mass.). Asphaltene content - 1.64 % mass.

Solvents of paraffin series hydrocarbons – pentane, heptane, decane, stable condensate of paraffin base; aromatic series hydrocarbons – toluene.

Oil paraffin composition was defined by gas-liquid chromatography on gas chromatograph “Kristall-2000M”. Chromatography mode: initial temperature - 40°C , final temperature - 310°C , heating speed - 7 degrees/min, column: HP-1MS (30 m), gas-carrier: helium.

Figure 1 shows the content of oil n-paraffins. It is clearly seen that $\text{C}_9\text{--C}_{30}$ paraffins are prevailing.

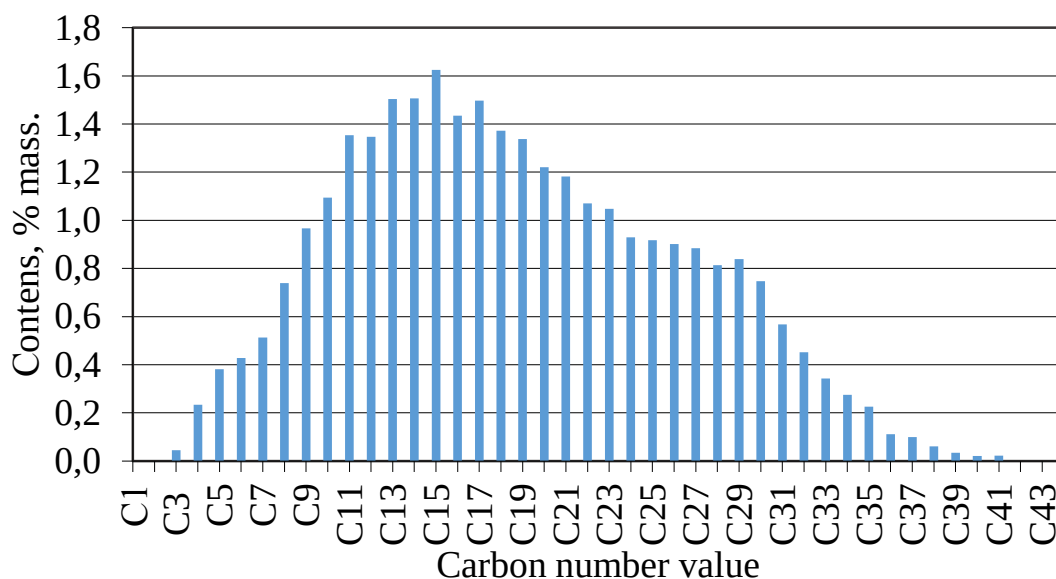


Figure 1. Chromatography of oil paraffins content

Melting temperature for C_9H_{20} – $C_{21}H_{44}$ paraffins ranges from minus 53.5 to plus 40.5 °C. For $C_{22}H_{46}$ – $C_{30}H_{62}$ paraffins – from plus 44.4 to plus 115.2 °C.

Solidification temperature of the systems under investigation was measured by oil product low temperature characteristic meter "Kristall", designed at the Institute of Petroleum Chemistry, Tomsk. The cryostat is made on Peltier elements. Peltier elements cooler - water. The oil sample was cooled to minus 25 °C. The surface of the solidified sample was automatically loaded and the temperature in the cryostat was gradually increasing. Load shifting indicated the reaching of the solidification point. The cooling rate and the accuracy of the temperature measurement in the sample were supported by the microprocessor. Dynamic viscosity of oils in the temperature range from plus 50 to minus 50 °C was defined by the rotational method [24].

Figure 2 shows oil system dynamic viscosity with temperature profile.

Data from Figure 2 shows that the tested solvents influence the system viscosity in different temperature ranges. At temperature range from minus 25 °C to minus 20 °C the maximum decrease in viscosity was observed with heptane and decane additives; the maximum influence on viscosity reduction at the temperature range from minus 20 °C to plus 10 °C was produced by pentane and toluene

additives. Maximal viscosity was set for the system *oil+heptane* - 3732 cPs at minus 25 °C.

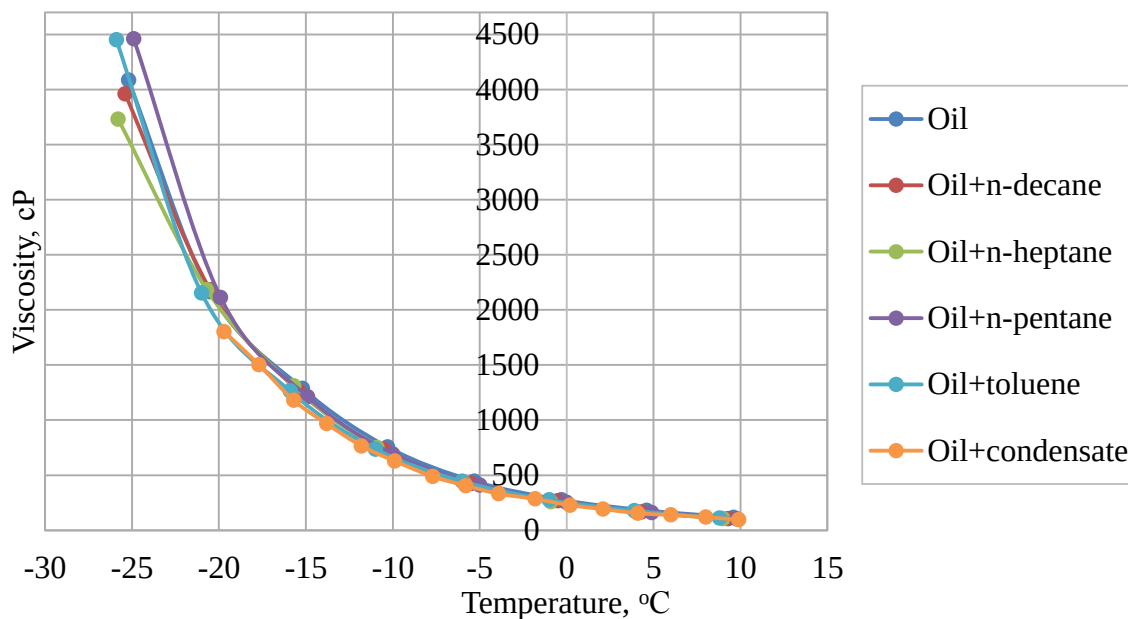


Figure 2. Oil system dynamic viscosity with temperature profile

Table 1. Solidification temperature of tested systems

Oil system	Tz, °C
Oil	0
Oil + condensate	0,4
Oil + n-decane	1,5
Oil + n-pentane	1,8
Oil + n-heptane	2,6
Oil + toluene	-4,9

Table 1 shows that introduction of paraffin hydrocarbons increases the solidification temperature insignificantly. At condensate introduction the system solidification temperature index is approximately equal to oil solidification temperature. The lowest solidification index was reached at toluene introduction – minus 4,9 °C.

Evaluation of the wax deposits amount was carried out on "cold finger" tool. It simulates all the elementary stages of the heavy oil sediments deposition in oilfield equipment: the formation of crystallization centers, the growth and precipitation of

crystalline, amorphous and resinous substances, their destruction and dispersion under the oil emulsion flow. The volume of the researched oil was 100 ml. The temperature gradient between the oil system under study and the “cold finger” system was 45 ° C. Due to the temperature variation the paraffins began to crystallize on the “cold finger” surface.

The temperature of “cold finger” was 5 °C, which corresponded the environment of spring-autumn year season. Table 2 shows the results of the test. All solvents have reduced the depositions number. The most effective solvent is toluene (Table 2).

Table 2. Solvents influence on deposition quantity

Oil system	Wax deposition quantity, % mass.	Test conditions
Oil	0,8	Oil temperature 50 °C, “Cold finger” temperature 5 °C
Oil + condensate	0,65	
Oil + n-decane	0,29	
Oil + n-heptane	0,27	
Oil + n-pentane	0,2	
Oil + toluene	0,17	

The obtained laboratory data on the composition of n-paraffins and the amount of deposits were downloaded to Aspen HYSYS® software to design the accumulation of wax deposits during the commercial oil transportation. The program allowed assessing the dynamics of various parameters of oil pumped along the pipeline. For example, changes of the material flow temperature, velocity, pressure loss, thickness and volume of wax deposits, and others [22].

Figure 3 presents the oil processing technological scheme on field A. Processing implies separation of gas and water from oil, which is heated to plus 50 °C. Processed oil is transported through short process pipeline and 29km interfield pipeline to oil custody transfer.

To prevent wax deposition, the batch meter, injecting continuously the solvent in the quantity of 7% mass, is installed before the process pipeline.

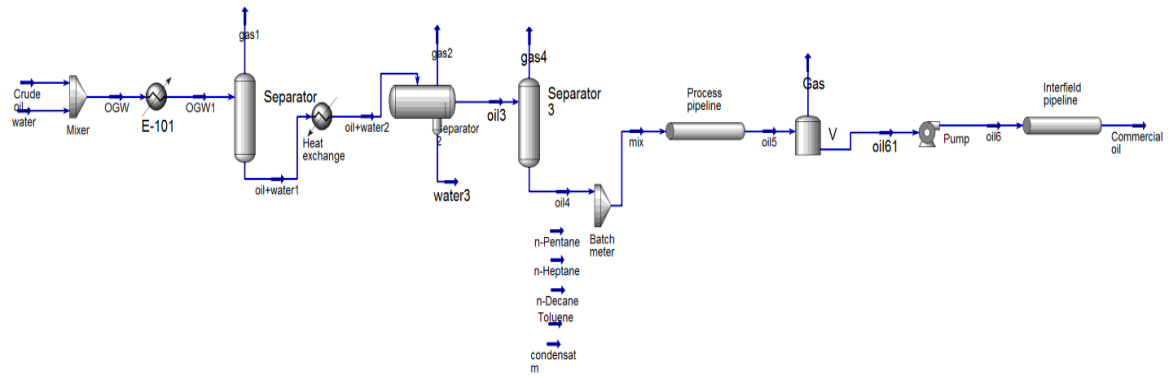


Figure 3. Modelling of oil processing technological scheme

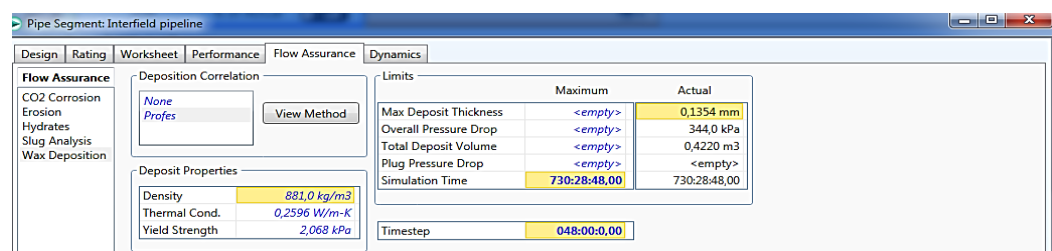
To calculate the Wax Deposition rate on a selected pipe segment, on the segment property view click Flow Assurance > Wax Deposition. Setups are:

Deposition Correlation

The Profes Wax correlation is the only standard correlation. However, registered third party plug-in methods may also appear in the list of deposition correlations. Click the View Method button to view the details of the Profes Wax correlation.

Deposit Properties

- Specify the Density, Thermal Conductivity, and Yield Strength of the deposit in the appropriate fields;
- Limits;
- Max Time - the maximum amount of time wax deposits on the pipe;
- Timestep - the timestep the deposition rate is integrated over;
- Simulation - displays the actual end time for the simulation.



From the list of available deposition correlations select **Profes**.

- Click the **View Method** button. The Profes Wax property view appears.
- Click on the Ref. Comp tab.
- Click either the Mole Fraction or Mass Fraction radio button to specify the basis for the composition.
- In the Reference Composition table specify the reference composition of the fluid for tuning calculations.
- Click the Normalise button to normalize the total composition to one and setting any unspecified fractions to zero.

The screenshot shows the 'Profes Wax' software window with the 'Ref. Comp.' tab selected. The 'Reference Composition' table lists various hydrocarbons and their mole fractions. The 'Total' is set to 1.0000. The 'Mole Fraction' radio button is selected, and the 'Normalize' button is visible. A checkbox for 'Calculate wax formation temperature' is checked. The 'Tune' and 'OK' buttons are at the bottom.

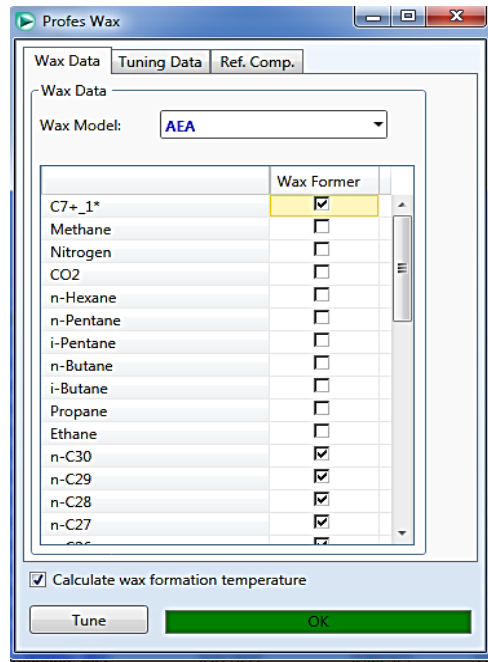
	Mole Fraction
C7+_1*	0,5411
Methane	0,0006
Nitrogen	0,0000
CO2	0,0002
n-Hexane	0,0146
n-Pentane	0,1275
i-Pentane	0,0667
n-Butane	0,0113
i-Butane	0,0047
Propane	0,0081
Ethane	0,0018
n-C30	0,0039
n-C29	0,0045
n-C28	0,0045

Total: 1,0000

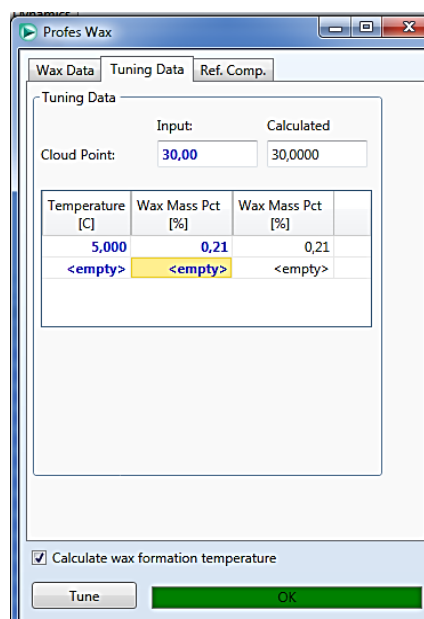
☒ Mole Fraction
☐ Mass Fraction

☒ Calculate wax formation temperature

- Click on the **Wax Data** tab.
- From the Wax Model drop-down list select one of the following models: Chung, Pederson, Conoco, and AEA.
- From the list of available components active the **Wax Former** checkbox to indicate which components in the system are able to form wax.



- Click on the **Tuning Data** tab.
- In the Cloud Point Input field specify the temperature that the first wax appears (i.e., the phase transition temperature between single liquid phase and the two phase wax/liquid mixture).
- Specify the quantity of wax observed and the temperature the wax is observed in the appropriate columns in the table. New points can be added to the table in any order. The points are sorted by temperature when the tuning process is run. To run the tuning calculations a minimum of one pair of data points is required.



Deposition Profile

The Deposition Profile table displays the following deposition results for each cell:

- Cumulative Length;
- Calculated Deposit Thickness;
- Deposit Volume;
- Deposit Rate;
- Film Coefficient;
- Deposit Temperature;
- Fluid Temperature;
- Critical Deposit Temperature

Cell Number	Cum. Length [m]	Init. Dep. Thick. [mm]	Calc. Dep. Thick. [mm]	Dep. Volume [m3]	Dep. Rate [kg/s-m2]	Film Coefficient [kJ/h-m2-C]	Dep. Temperat [C]
1	290,000	1.00000e-003	0,001000	0,000200	0,000000	551,51580	45
2	580,000	1.00000e-003	0,001000	0,000200	0,000000	534,40314	42
3	870,000	1.00000e-003	0,001000	0,000200	0,000000	518,44316	40
4	1160,000	1.00000e-003	0,001000	0,000200	0,000000	503,56672	37
5	1450,000	1.00000e-003	0,001000	0,000200	0,000000	489,71552	35
6	1740,000	1.00000e-003	0,001000	0,000200	0,000000	476,77485	33
7	2030,000	1.00000e-003	0,012934	0,002581	3,98589e-009	464,83214	31
8	2320,000	1.00000e-003	0,089787	0,017907	2,96779e-008	454,11183	29
9	2610,000	1.00000e-003	0,085335	0,017020	2,82179e-008	445,02977	27
10	2900,000	1.00000e-003	0,084107	0,016775	2,78030e-008	439,04496	26
11	3190,000	1.00000e-003	0,086001	0,017152	2,84286e-008	433,46122	24
12	3480,000	1.00000e-003	0,090842	0,018117	3,00350e-008	428,25249	23
13	3770,000	1.00000e-003	0,098506	0,019645	3,25808e-008	423,39714	21
14	4060,000	1.00000e-003	0,108594	0,021656	3,59342e-008	418,87133	20
15	4350,000	1.00000e-003	0,110000	0,022000	3,60000e-008	414,00000	19

End Time Reached

Do Deposition Calcs ☒

OK

Ignored ☐

Notes

Activate the Do Deposition Calcs checkbox to include the deposition data in the Pipe Segment's calculations. This checkbox is also found on the Calculation page on the Design tab.

The deposition of the wax from the bulk oil onto pipe wall is assumed to only be due to mass transfer; shear dispersion is not considered to be a significant factor. The rate of deposition is described by:

$$m' = k \cdot [C_{wall} - C_{bulk}] \cdot A \cdot MW_{wax},$$

- m' – deposition rate (kg/s);
- k – mass transfer coefficient (mole/m²s);

- C – local concentration of wax forming components (mole fraction);
- MW_{wax} – molecular weight of wax, (kg/mole);
- A – cross-sectional area, (m^2).

The mass transfer coefficient (k) is calculated using the following correlation:

$$Sh = \frac{k \cdot D_H}{c \cdot D},$$

where:

$$Sh = 0,015 \cdot Re^{0,88} \cdot Sc^{1/3},$$

and

$$Re = V_i \cdot \rho_i \cdot \frac{D_H}{\mu_i},$$

- D – diffusivity of wax in oil, (m^2/s);
- μ_i – liquid viscosity, (kg/ms);
- ρ_i – liquid density, (kg/m^3);
- k – mass transfer coefficient ($\text{mole}/\text{m}^2\text{s}$);
- D_H – hydraulic radius (m);
- V_i – liquid velocity, (m/s);
- c – liquid molar density, (mole/m^3)

The Reynolds number that is used in these calculations is based on the local liquid velocity and liquid hydraulic radius. Physical properties are taken as the single phase liquid values. The viscosity used is based on the fluid temperature and shear rate at the wall. The difference in concentration of wax forming species between the bulk fluid and the wall, which is the driving force for the deposition of wax is obtained from calculating the equilibrium wax quantities at the two relevant temperatures. These calculations provide a wax deposition rate which is integrated over each time step to give the total quantity of wax laid down on the pipe wall.

Figure 4 shows the distribution of wax depositions in the process pipeline corresponding the introduced solvent. Figure 5 shows the distribution of wax depositions corresponding the oil temperature.

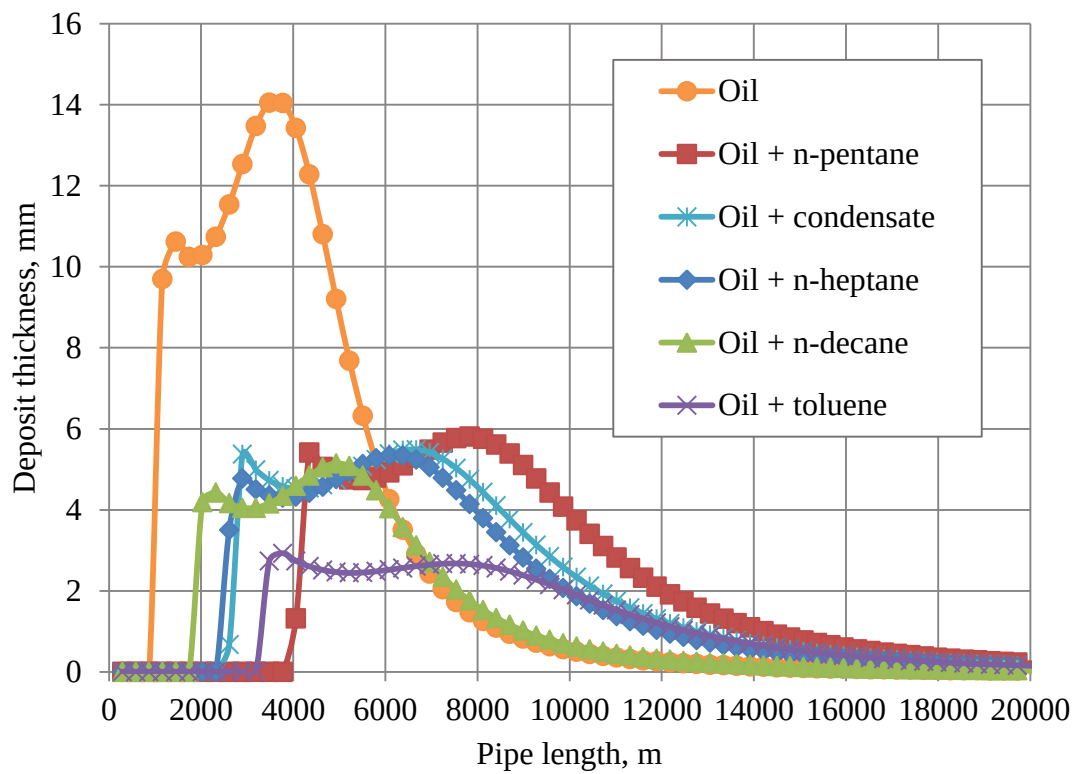


Figure 4. Distribution of wax depositions alongside the pipeline

The solvents effectiveness was defined by the depositions thickness. Cooling of oil in the interfield pipeline led to the reduction of its solvent power and wax deposition in the initial sections of the pipeline. The presence of two extremums in dependences (Figures 3,4) is correlated with the distribution of paraffin hydrocarbons by the number of carbon atoms (Figure 1).

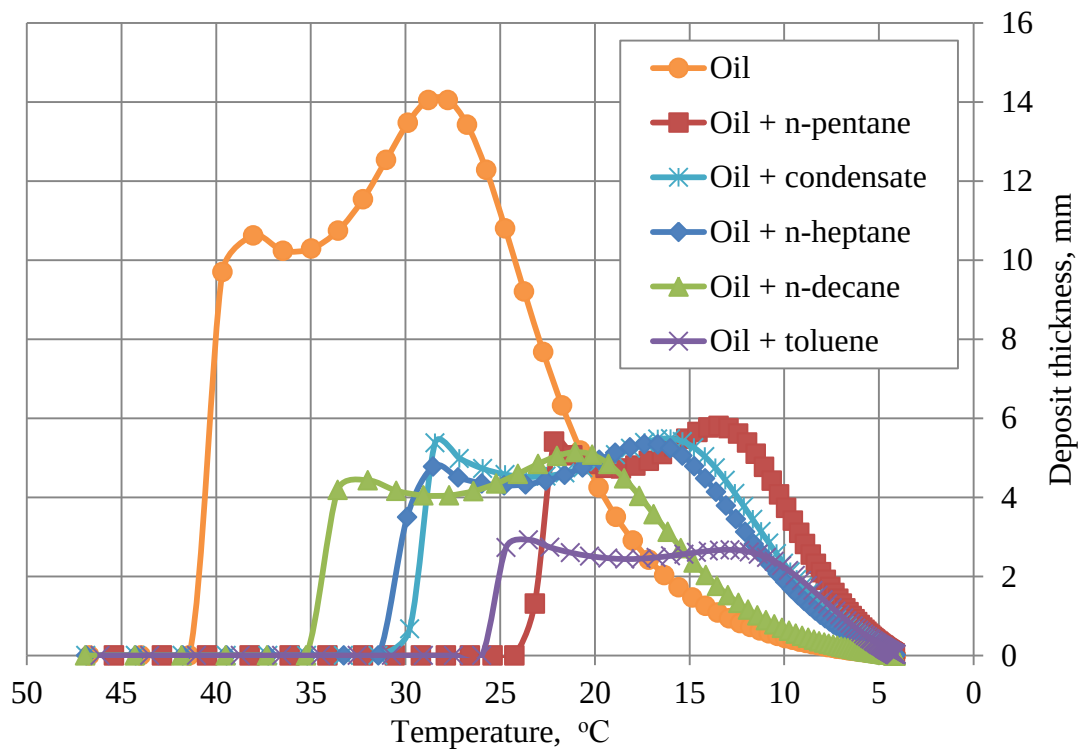


Figure 5. Distribution of wax depositions corresponding the oil temperature

Table 3. Influence of solvents on deposition volume in the interfield pipeline

Oil system	Deposition volume, m^3	Deposition volume, %	Calculating conditions
Oil	38,85	100	Duration – 4 month. Temperature at the end of the pipeline 4 °C
Oil + n-pentane	28,91	74,4	
Oil + n-heptane	25,78	66,4	
Oil + n-decane	19,12	49,2	
Oil + toluene	16,67	42,9	
Oil + condensate	28,03	72,1	

Extremal correlation of wax deposition thickness with the pipeline length and the temperature was described by the other authors as well. Mansurov defined that the melting temperature of asphaltene-resin-paraffin deposits was gradually decreasing alongside the process pipeline [4]. The decrease in quantity of wax deposition could be explained by the decrease in temperature differential Δt of the oil system and pipeline wall. Low heat conductivity of wax deposition, which serves as an insulation, also contributes to Δt value (Figure 6,7).

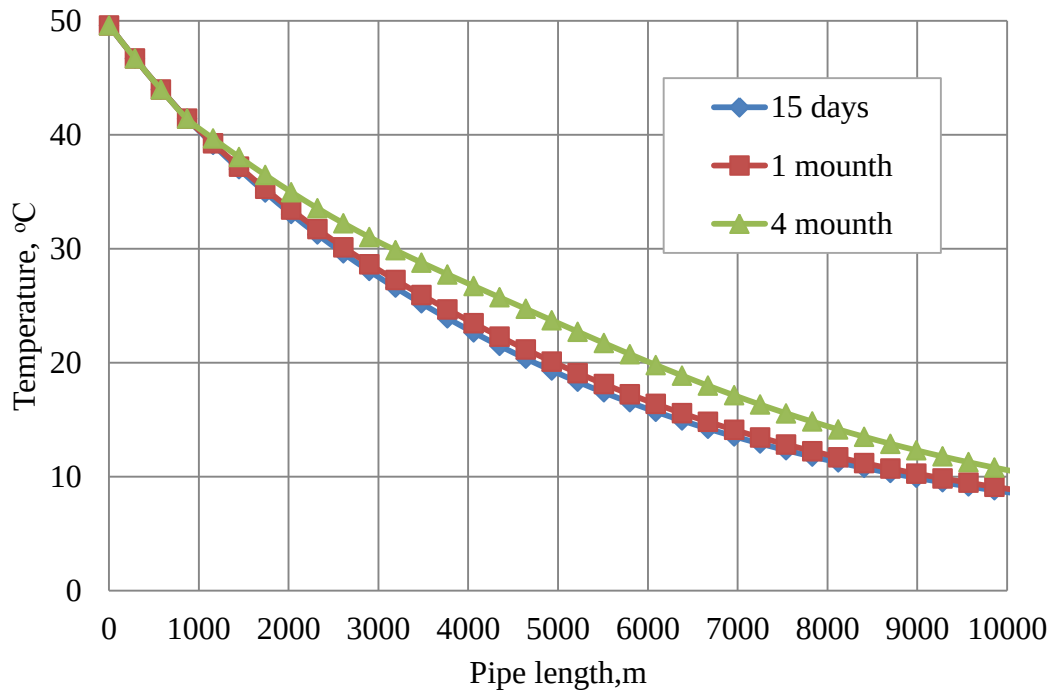


Figure 6. Distribution of oil temperature alongside the pipeline

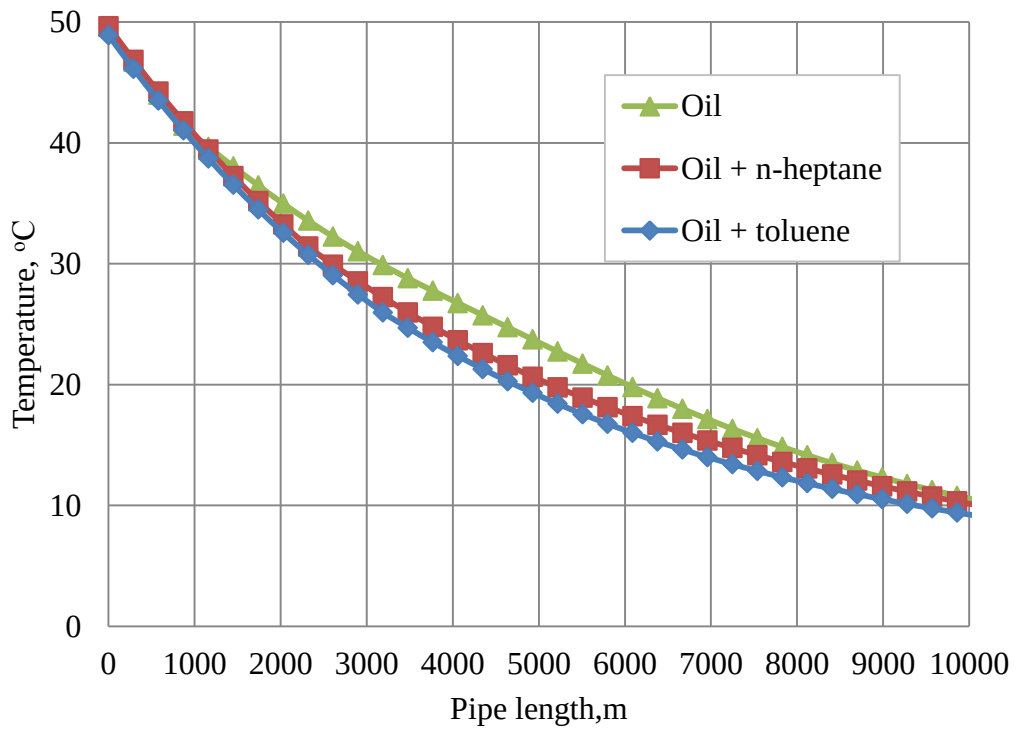


Figure 7. Distribution of oil system temperature alongside the pipeline

Gluschenko [4] suggested to characterize solvents according to Hildebrand solubility parameters. This parameter characterizes the effectiveness of solvent. Mathematically it is defined as a square root of the cohesive energy density, i.e.

energy evaporation variation ratio or intermolecular liquid interaction to their mole volume:

$$\delta = \sqrt{\frac{\Delta E_u}{v^o}}, \sqrt{MPa} .$$

If the solvency indexes of two substances are approximately equal, these substances will mix, i.e. interdissolve

Hildebrand parameter for oil is calculated as [4]:

$$\delta = 15,1 \cdot (1 + (0,001 \cdot \rho_{oil} - 0,5)), \sqrt{MPa} .$$

Table 4 presents wax deposition volume indexes and solvency parameters of the researched systems. The data shows that the most effective solvent, which increases the oil solvent power, is toluene, as it has reduced the volume of wax deposition in 1.8 times. Hildebrand index parameter for toluene is close to the calculated Hildebrand parameters for oil among all the researched hydrocarbons.

Table 4. Solvent effectiveness respectfully to Hildebrand parameter index

Oil system	Deposition volume, m ³	Hildebrand parameter for solvents [1], $\sqrt{MPa}$
Oil	38,85	20,46
Oil + n-pentane	25,03	14,60
Oil + n-heptane	24,92	15,32
Oil + n-decane	24,94	15,60
Oil + toluene	21,53	18,38

Probability of wax deposition during oil transportation from the initial to the final stage was investigated. Evaluation of hydrocarbon additives effectiveness for wax deposition prevention was conducted on the basis of Aspen Hysys complex software and experimental tests.

The tested paraffin hydrocarbons produce approximately the same effect to oil solvent power: it increases in 1.5 times. However, application of aromatic hydrocarbon as a solvent gives the maximum effect. Hydrocarbon condensate of paraffin type is the least effective.

Deposition thickness dynamics alongside the pipeline has bimodal correlation. This correlates with the paraffin hydrocarbons content.

Introduction of additive resulted in the shift of deposition interval alongside the pipeline from 870–10000 m to 2300–15000 m.

Temperature of deposition initialization shifted from 40 to 34–26 °C at solvents introduction.