

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН



Институт геологии, нефти и горного дела им.

К.Турысова Кафедра «Нефтяная инженерия»

Рыскелді Дамир Борисұлы

Повышение технологической эффективности и увеличение дебита скважины за
счёт прогнозирования выпадения парафина

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

5В070800 - Нефтегазовое дело

Алматы 2021



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

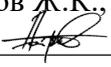
Кафедра «Нефтяная инженерия»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

Нефтяная инженерия

Дайров Ж.К., магистр



ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

к дипломному проекту

На тему: Повышение технологической эффективности и увеличение дебита скважины за счёт прогнозирования выпадения парафина

по специальности 5В070800 - Нефтегазовое дело

Выполнил:

Рыскелді .Д.Б

Научный руководитель:

MSc, магистр наук, кандидат PhD
Абдукаримов А.К.



_____ 2021 г.

Метаданные

Название

Повышение технологической эффективности и увеличения дебита скважин за счет прогнозирования выпадения парафина

Автор

Рыскелді Дамир

Научный руководитель

Айбек Абдукаримов

Подразделение

ИГНИГД

Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

Замена букв		0
Интервалы		0
Микропробелы		5
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		12

Объем найденных подобиий

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



25
Длина фразы для коэффициента подобия 2



7042
Количество слов



57980
Количество символов

Подобия по списку источников

Посмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КР №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("цитаты").

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	https://en.pqi-online.org/168281	35	0.50 %
2	https://myknssoepts.ru/2-121150.html	25	0.36 %
3	http://tekhnosfera.com/razrabotka-mnogofunktionalnyh-vodorastvorimyh-kompozitsiy-pav-dlya-povysheniya-effektivnosti-ekspluatatsii-skvazhin-nizk	16	0.23 %
4	http://tekhnosfera.com/razrabotka-mnogofunktionalnyh-vodorastvorimyh-kompozitsiy-pav-dlya-povysheniya-effektivnosti-ekspluatatsii-skvazhin-nizk	14	0.20 %

5	Разработка технологии получения депрессорных присадок на основе производных термополимера этилена с винилацетатом для снижения температуры текучести нефти месторождения Ащысай Бектан Д МП-17-12р 2/6(2019) M.Auezov South Kazakhstan State University (ВШ Химической инженерии и биотехнологии)	13	0.18 %
6	https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B5%D0%B6%D0%B4%D1%83%D0%BD%D0%B0%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B4%D0%B0%D1%80%D1%82%D0%BB%D0%B7%D0%B0%D1%86%D0%BB%D1%8F	12	0.17 %
7	http://tekhnosfera.com/razrabotka-mnogofunktionalnyh-vodorastvorimyh-kompozitsiy-pav-dlya-povysheniya-effektivnosti-ekspluatatsii-skvazhin-nizk	10	0.14 %
8	http://www.mgu.bg/new/docs/N_Juri%20aksar%20karabaev%20doktor/msg.pdf	7	0.10 %
9	http://www.mgu.bg/new/docs/N_Juri%20aksar%20karabaev%20doktor/msg.pdf	7	0.10 %
10	http://www.mgu.bg/new/docs/N_Juri%20aksar%20karabaev%20doktor/msg.pdf	6	0.09 %

из базы данных RefBooks (0.00 %)

порядковый номер	название	количество идентифицируемых слов (фрагментов)
------------------	----------	---

из домашней базы данных (0.00 %)

порядковый номер	название	количество идентифицируемых слов (фрагментов)
------------------	----------	---

из программы обмена базами данных (0.18 %)

порядковый номер	название	количество идентифицируемых слов (фрагментов)	
1	Разработка технологии получения депрессорных присадок на основе производных термополимера этилена с винилацетатом для снижения температуры текучести нефти месторождения Ащысай Бектан Д МП-17-12р 2/6(2019) M.Auezov South Kazakhstan State University (ВШ Химической инженерии и биотехнологии)	13 (1)	0.18 %

из интернета (1.87 %)

порядковый номер	источник URL	количество идентифицируемых слов (фрагментов)	
1	http://tekhnosfera.com/razrabotka-mnogofunktionalnyh-vodorastvorimyh-kompozitsiy-pav-dlya-povysheniya-effektivnosti-ekspluatatsii-skvazhin-nizk	40 (3)	0.57 %
2	https://en.ppt-online.org/168281	35 (1)	0.50 %
3	https://mykonspekts.ru/2-121150.html	25 (1)	0.36 %
4	http://www.mgu.bg/new/docs/N_Juri%20aksar%20karabaev%20doktor/msg.pdf	20 (3)	0.28 %
5	https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B5%D0%B6%D0%B4%D1%83%D0%BD%D0%B0%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B4%D0%B0%D1%80%D1%82%D0%BB%D0%B7%D0%B0%D1%86%D0%BB%D1%8F	12 (1)	0.17 %

Список принятых фрагментов (нет принятых фрагментов)



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

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800 - Нефтегазовое дело

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Нефтяная инженерия

Дайров Ж.К., магистр

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающемуся: Рыскелді Д.Б

Тема: Повышение технологической эффективности и увеличение дебита скважины за счёт прогнозирование выпадения парафина

Утверждена приказом Ректора Университета № 762 - б от "24" ноября 2020 года

Срок сдачи законченной работы «18» мая 2021 года

Исходные данные к дипломной работе

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Общая оценка характеристических особенностей*
- б) Критерий и механизм развития образования отложений*
- в) Методы исследования*
- г) Экономическая часть*

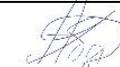
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): *Использованные модели и основные расчеты исследования. Температуры плавления и перехода нормальных парафинов. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для нефти при 1 бар. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для масла нефти при 1 бар. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для масла нефти при 1 бар. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для синтетической смеси при 1 бар. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для синтетической смеси при 1 бар. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для синтетической смеси при 1 бар.*

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
Изучение моделей прогнозирования выпадения парафина	21.01.21	Выполнено
Теоретическая часть	17.02.21	Выполнено
Практическая часть	28.03.21	Выполнено
Заключительная часть	27.04.21	Выполнено

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу

Наименование разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Изучение моделей прогнозирования выпадения парафина	Абдукаримов А.К. (MSc)	21.01.2021	
Теоретическая часть	Абдукаримов А.К. (MSc)	17.02.2021	
Практическая часть	Абдукаримов А.К. (MSc)	28.03.2021	
Заключительная часть	Абдукаримов А.К. (MSc)	27.04.2021	

Научный руководитель  _____

(подпись)

Абдукаримов А.К.

(Ф.И.О.)

Задание приняли к исполнению обучающиеся



(подпись)

Рыскелді Д.Б.

Дата

“15” мая 2021 г.

Аннотация

В работе были изучены разработанные модифицированные термодинамические структуры для расчета точки проявления, количества и состава парафиновых осадков в широком диапазоне температур. Рассмотрены использование основных, но минимальных данных для расчета прогнозирования выпадения парафина. Предложен анализ устойчивости в качестве предварительного шага в расчетах изотермического проявления, а также описан ряд численных методов анализа устойчивости на основе критерия касательной плоскости Гиббса. Эти модели, применимые как для однофазных, так и для многофазных систем, разработаны в основном для расчета уравнений состояния с использованием единой модели для всех жидких фаз. Модели основаны на сочетании понятий идеального решения и множественного образования твердой фазы и использует уравнения состояния.

Аңдатпа

Жұмыста температураның кең аралық диапазонындағы парафиннің бөлінуін көріну нүктесін, мөлшері мен құрамын есептеу үшін әзірленген модификацияланған термодинамикалық құрылымдар зерттелді. Парафиннің түзілуін болжауды есептеу үшін негізгі, бірақ минималды деректерді қолдану қарастырылады. Изотермиялық көріністі есептеудегі алдын-ала қадам ретінде тұрақтылықты талдау ұсынылады, сонымен қатар Гиббс энергиясының жазықтығының критерийі негізінде тұрақтылықты талдаудың бірқатар модельдер әдістері сипатталған. Бір фазалы және көп фазалы жүйелер үшін қолданылатын бұл модельдер негізінен барлық сұйық фазалар үшін бірыңғай модельді қолдана отырып, күй теңдеулерін есептеу үшін жасалған. Модельдер идеалды шешім ұғымдарының тіркесіміне және қатты фазаның бірнеше қалыптасуына негізделген және күй теңдеулерін қолданады.

Annotation

In this work, we studied the developed modified thermodynamic structures for calculating the point of occurrence, the amount and composition of paraffin precipitation in a wide temperature range. The use of basic but minimal data for calculating the prediction of paraffin deposition is considered. Stability analysis is proposed as a preliminary step in the calculations of isothermal manifestation, and a number of numerical methods for stability analysis based on the Gibbs tangent plane criterion are described. These models, which are applicable to both single-phase and multi-phase systems, are designed primarily for calculating equations of state using a single model for all liquid phases. The models are based on a combination of the concepts of ideal solution and multiple solid phase formation and uses equations of state.

Содержание

Введение	11
1. Общая оценка характеристических особенностей	13
1.1 Парафины и церезины	13
1.2 Классифицирование АСПО	15
2. Критерий и механизм развития образования отложений	16
2.1 Роль температурного градиента	16
2.2 Влияние давления и газового фактора.....	18
2.3 Образование парафиновых отложений из водно-нефтяного потока	19
2.4 Физико-химические свойства парафинообразования	20
2.5 Влияние температурных факторов, определяющие условия образо- вания смолопарафиновых отложений.....	21
3. Методы исследования	22
3.1 Модель Solid-State.....	24
3.2 Модель MultiSolid.....	28
4. Экономическая часть	35
5. Заключение.....	39
6. Перечень принятых сокращений, терминов	40
7. Список использованной литературы.....	41

Введение

Сегодняшняя стадия развития нефтяной индустрии характеризуется внушительными обстоятельствами осложнения в разработки многих месторождений. В данном этапе развития нефтяной промышленности широко распространены такие обстоятельства, как истощения легкоизвлекаемых запасов, в которых основная доля добычи нефти приходится на залежи с неблагоприятными геолого-физическими показателями: глубокое залегание продуктивных пластов и многоярусность, низкая проницаемость и неравномерное распределение коллекторов и их неоднородность, аномально высокие показатели пластового давления, температуры, вязкости, содержание парафинов, смол, асфальтенов, коррозионно-активных газов. Освоение таких типов залежей первоначально осложнено весьма тяжелыми условиями эксплуатации нефтепромыслового оборудования: повышенные статические и динамические нагрузки, коррозионно-абразивное воздействие среды и механических примесей, осаждение на поверхности солепарафиновых отложений.

Данные проблемы существенно осложняются при поздней стадии разработки месторождений, так как на результат разработки с учётом низкой эффективности используемых технологий и реагентов влияют критерии недостатка совершенства методов поддержания температурных условий и пластового давления.

Практически без разработки конструктивной системы заводнения и определенной подготовки, закачка в пласт отличительных по реологическим свойствам и состава вод служит причиной охлаждения пластов, окислению нефти при условии взаимодействия с растворенным в воде кислородом. Обводнение скважин достигает 80-90%, повышается уровень интенсивности коррозионных развивающихся процессов, происходит разрушение сульфатных и карбонатных равновесий систем и проявляются существенные осложнения на поверхности продуктивных пород, в виде асфальто-смолопарафиновых отложений солей и парафина, насосно-компрессорных труб, нефтесборных коллекторов, подземного и наземного оборудования.

Вместе с тем одновременно со стремлением найти новых способов развития поиско-разведочных работ и внедрение в эксплуатацию новых залежей, одной из главных задач нефтяной промышленности остается совершенствование увеличения добычи нефти.

Бесспорно, благополучность постановления данных трудностей в значимости станет устанавливаться познаниям абстрактных баз элементов

появления осложнений, владением умениями выполнения научно-экспериментальных также практических трудов согласно уточнению отличительных черт их проявления в определенных обстоятельствах также раскрытию более результативных мер защиты, а также владением современными методами прогнозирования осложнения добычи нефти.

Данная работа представляет собой систематизированные практические исследования собственных изысканий по изучению основных факторов, осложняющих процесс нефтедобычи.

В изучаемой работе рассмотрены осложнения, наиболее часто встречающейся в нефтепромысловой практике и вызывающие наибольшие затруднения, в виде асфальто-смоло-парафиновых отложений, в частности парафинообразования. Познание данного осложнения будет служить фундаментом для совершенствования существующих технологических процессов, с целью поиска решений существующих проблем обеспечения потока из-за осаждения парафина, повышения технологической эффективности и увеличения дебита скважин за счет прогнозирования выпадения парафина.

1. Общая оценка характеристических особенностей

Под термином парафиновые отложения в нефтепромысловой практике понимают часть массы парафиновых нефтей, которая под действием внешних факторов выделяется и отлагается на поверхностях труб, оборудования, пород.

АСПО имеет твёрдое или густое состояние с темно-коричневым или черным цветовым оттенком, полужидкую массу высокой вязкости, которая малосущественно уменьшается по мере возрастания температуры. Скопление АСПО на нефтепромысловом оборудовании, также на внутренней поверхности труб приводит к развитию понижению продуктивности, понижению межочистного периода работы скважин.

Наращение развития и состав АСПО характеризуются составом добываемой нефти, методом процесса разработки скважин.

Химический состав АСПО определен парафинами, церезинами, асфальто-смолистыми веществами, содержанием коррозионных веществ и механического износа оборудования, мелкими частицами горных пород, небольшим количеством воды.

1.1 Парафины и церезины

Парафины, относящиеся в составную часть асфальто-смолопарафиновых отложения, определяют собой главным образом насыщенные углеводороды C_nH_{2n+2} с числом атомов углерода в молекуле от C_7 и выше. При температуре $0\text{ }^\circ\text{C}$ и атмосферном давлении $0,101\text{ МПа}$ (нормальные условия) эти вещества являются твердокристаллическими. В пластовых условиях парафины в нефти пребывают в растворенном, а также во взвешенном состоянии в виде отдельных кристаллов. В крайнем случае, в кристаллах парафина адсорбируются ПАВ, мешая их соединению в кристалльную сетку.

Церезины отличаются от парафинов большей молекулярной массой, вязкостью и плотностью. Некоторые авторы считают, что церезины ($C_{36}-C_{55}$) представляют собой нафтеновые (циклические) углеводороды с длинными боковыми цепями как нормального, так и изо-строения. Отличительный признак церезинов - более мелкие, чем у парафинов, кристаллы.

Существуют две разновидности кристаллов парафинов. Первая разновидность может иметь развитие при высокой температуре практически до температуры плавления парафина. Она характеризуется пластичностью также возможностью определенных частичек объединяться, либо соединяться по мере сжатия. Парафины напоминают сходство по внешнему ви-

ду волокна, кристаллизуясь в форме длинных, сравнительно крупных кристаллов. Вторая разновидность имеет существенность только при низких температурах. Она определяется, как кристаллическое вещество. Отличается лишь твердостью, хрупкостью и несостоятельностью определенных частиц соединяться между собой. Кристаллизуется эта разновидность наподобие пластинок.

АСПО кристаллизуются в виде пластинок, при образовании из сырой нефти, в которых содержатся высокоплавкие парафины. Однако процесс проявления парафинов способна образоваться по схеме дендритической кристаллизации, если учесть тот факт, что сырая парафинистая нефть содержит природных ПАВ. Связи с этим из нефти выделяются поликристаллические частицы, которые имеют развитие образования на многих центрах кристаллизации. В данном случае монокристаллические элементы не выделяются, которые имеют единую монокристаллическую решетку и образуются из общего центра кристаллизации. Нужно учитывать то, что при дендритной кристаллизации не образуется пространственная кристаллическая сетка, что в свою очередь представляет существенную значимость в застывании парафинистых нефтей.

Имеется мнение о механизме влияния кристаллизации парафина в процедуру застывания нефти, в соответствии с которым изменение вязкости нефти связаны с выделением кристаллов парафина с дальнейшим взаимодействием их в кристаллическую решетку. Таким образом, отклонение вязкости, образовавшиеся при остывании нефти, вскоре до прихода структурного застывания, разъясняется возникновением дисперсной фазы наподобие кристаллов парафина (в некоторых обстоятельствах - ультрамикроскопических кристаллических зародышей), ещё никак не сопряженных среди себя из-за малой их концентрации либо наличия элементов, мешающих соединению кристаллов. После перемешивания застывших нефтей, их разжижение и способность дальнейшей перекачки при температурах ниже температуры застывания, обуславливается освобождением жидкости из кристаллической парафиновой решетки, несомненно, после разрушения самой кристаллической решетки. Также может действовать и обратный процесс, то есть происходит процесс - рекристаллизации. В данном процессе идёт восстановление кристаллической решетки и температуры структурного застывания, ранее разжиженной при перемешивании нефтей. В случае добавления ПАВ к парафинистой нефти можно целенаправленно получить дендритную кристаллизацию, тем самым и понижение температуры застывания этой нефти.

Существует закономерность, чем больше молекулярная масса твердых парафиновых углеводородов, тем выше их температура плавления. Возможность определения твердого состояния парафина, характеризуется в диапазоне плотностей от 860 до 945 кг/м³, в расплавленном - от 775 до 795 кг/м³. Важно также учесть, что в органических растворителях растворимость парафинов – высокая. С повышением молекулярной массы растворимость парафинов уменьшается, а с возрастанием температуры происходит рост растворимости парафина. Вода и спирт не используются как растворители, так как парафины не подвергаются к растворению в данных растворителях.

В химическом отношении парафины достаточно инертны по отношению к большинству химических реагентов. При 140 °С парафины окисляются кислородом воздуха до жирных кислот.

1.2 Классифицирование АСПО

Представлено несколько вариантов классификации АСПО. АСПО разделяют на два вида по условиям образования:

- Парафиновые отложения
- Осадки

Парафиновые отложения образуются, как правило, при кристаллизации твердых углеводородов на поверхности НКТ и промышленного оборудования согласно направленности теплопередачи в ходе добычи нефти.

Осадки образуются, как правило, в донной части резервуаров, емкостей и при условиях малых скоростях потока в нижней части труб и трубопроводов в результате оседания взвешенных в жидкости частиц АСПО и механических примесей. По составу отложения и осадки практически идентичны, однако осадки менее плотны по структуре. Отложения можно разделить на три типа в зависимости от отношения содержания парафинов к сумме содержания асфальтенов и смол:

Классификация АСПО

Тип АСПО	П/(А+С)
Асфальтовый (А)	<1
Парафиновый (П)	>1
Смешанный (СМ)	≈1

Все типы отложения также можно разделить на три вида, в зависимости от количества минеральных примесей в АСПО:

- Малым
- Средним

- Повышенным содержанием минеральных примесей.

Знание состава, типа и вида АСПО позволяет более точно определить оптимальный метод борьбы с отложениями и выбрать наиболее эффективные удалители или ингибиторы из имеющегося ассортимента химических реагентов.

Непосредственно из имеющихся ресурсов химических реагентов для более точного определения оптимального метода борьбы с отложениями и выбора наиболее эффективного устранения или выбора ингибитора необходимы знания состава, типа и вида АСПО, однако эти данные дают возможность и для прогнозирования отложения АСПО.

В нефтепромысловой практике и научно-технической литературе асфальто-смоло-парафиновые компоненты нефти часто называют просто парафинами. Нефть с высоким содержанием асфальто-смоло-парафиновых компонентов называется высокопарафинистой, тем самым АСПО является - отложениями парафина.

В последующем, с целью комфорта изложения, применяется сформировавшаяся номенклатура либо сокращение, помимо ситуации, если следует отметить отдельные элементы нефти.

2. Критерий и механизм развития образования отложений

Существуют основные условия формирования отложения:

- 1) наличие парафина в нефти с содержанием высокомолекулярных углеводородов.
- 2) понижение температуры потока добычи нефти до предела, при котором проявляется выделение из нефти - твердой фазы;
- 3) наличие плоскости с низкой температурой, которая дает возможность кристаллизации углеводорода.

Помимо этого, также существуют определенные факторы, предопределяющие или блокирующие развитие образования отложений. К значимым факторам можно отнести: обводненность продукции скважины, скорость потока, газовый фактор и др.

2.1 Роль температурного градиента

Согласно суждению многих учёных, условием, характеризующим парафинообразование, считается понижение температуры согласно направлению продвижения продукта: в подъемных колоннах и выкидных линиях скважин, резервуарах промысловых сборных пунктов и т.п. Понижение температуры до величины, в которой приводит к формированию парафина в твёрдую фазу, охарактеризовано изначальным содержанием парафина в нефти. В лабораторных условиях установив температуру начала кристал-

лизации парафина или температуру насыщения нефти парафином, можно определить начало выделения парафина из нефти.

В ряде случаев есть возможность выпадения парафина в призабойной зоне или в самом пласте. Это объясняется тем, что пластовая температура равна температуре насыщения нефти парафином. При данных обстоятельствах на определенных месторождениях Казахстана, это приводит к предельному насыщению нефти парафином.

Из практики известно, что насыщение нефти парафином, как правило, проявляются в стволе эксплуатационной скважины при понижении температуры флюида, ниже температуры насыщения нефти парафином.

Температура по глубине скважины имеет разную тенденцию распределения. Данное распределение зависит от передачи тепла окружающим породам жидкостью, движущейся по стволу скважины, и от фазовых переходов в этой жидкости.

Развитие характера скорости теплоотдачи зависимо от депрессии температур жидкости, в случае заполнения кольцевого пространства газом, теплоотдача является меньшей, сравнительно с жидкостным заполнением. Имеется положительный фактор препятствующий парафинообразованию. Это связано с увеличением температуры потока, характеризующаяся с увеличением дебита скважины, который в свою очередь значительно уменьшает интервал парафинообразования.

Применение теплоизолированных труб дает значительный эффект улучшения температурной тенденции в подъемной колонне.

При значении давления в стволе скважины, превышающем давление насыщения, газ находится в растворенном состоянии. Охлаждение в этом случае производится из-за отдачи тепла в окружающую среду.

При снижении давления может происходить выделение газа, сопровождаемое изменением температуры.

Первая стадия образования АСПО начинается в зонах с температурой выше, чем температура насыщения парафином. Решающую роль при этом играют полярные поверхностно-активные компоненты нефти - смолы, органические кислоты, асфальтены, которые адсорбируются на поверхности труб (в соответствии с законами адсорбции смесей ПАВ) и образуют первичный прилипший слой. После формирования пристенного первичного слоя АСПО адгезия осуществляется уже не к поверхности трубы, а к сформированному слою. Она зависит от липкости первичного слоя, обусловленной наличием масляных примесей, взаимодействия асфальто-

смоло-парафиновых компонентов нефти между собой, а также от его теплопроводности.

Кристаллизация парафинов начинается с малорастворимых углеводородов, имеющих относительно большую молекулярную массу. Благодаря термодиффузии пристенный слой обогащается этими веществами. Кроме термодиффузии действует и другой фактор, способствующий увеличению пристенного слоя: радиальное движение свойственно любым взвешенным в потоке частицам, плотность которых отличается от плотности жидкости. Это обеспечивает рост (и образование) АСПО и за счет частиц парафина, находящихся в потоке нефти во взвешенном состоянии.

Структура пристенного слоя близка к аморфной или сильноизмельченной поликристаллической структуре, поэтому он обладает высокой вязкостью и большой адгезионной прочностью. Здесь имеются и масляные фракции нефти, что свидетельствует о процессе захвата этих фракций при формировании слоя. Толщина этого слоя незначительна - не более 0,1 мм, но роль его велика.

Состав и количество АСПО по высоте подъемных колонн закономерно изменяются. В результате было установлено :

- содержание парафина в отложениях увеличивается снизу вверх;
- в этом же направлении температура плавления парафина уменьшается.

Такая закономерность обусловлена, вероятно, тем, что из нефти в первую очередь выделяются более тугоплавкие твердые углеводороды, затем по мере охлаждения нефти кристаллизуются углеводороды с меньшей температурой плавления.

Таким образом, можно заключить, что состав парафиновых отложений зависит как от природы нефти, так и от места отбора пробы, т.е. от термодинамических условий, при которых происходит формирование парафиновых отложений. Вместе с тем, независимо от этого, твердые углеводороды нефтей являются основными составляющими парафиновых отложений.

2.2 Влияние давления и газового фактора

Исследования различных организаций, проведенные в области влияния давления на процесс парафинообразования, то есть во влиянии давления на температуру насыщения нефти парафином по данным экспериментальных исследований нефтей многих месторождений, было выявлено, что температура насыщения нефти пропорционально повышается с увеличением давления.

В случае, когда забойное давление больше давления насыщения нефти газом, в стволе скважины сохраняется равновесное состояние, таким образом, происходит движение непосредственно жидкости. Далее происходит нарушение равновесия, которая приводит к нестабильности жидкой фазы и повышению объема газовой фазы, что способствует к выделению из нефти парафина. В случае меньшего забойного давления, чем давление насыщения потеря равновесие состояния происходит в пласте. В этом случае выпадение парафина характерно в пласте, в стволе и от забоя скважины.

2.3 Образование парафиновых отложений из водно-нефтяного потока

При обводнении месторождений наблюдается ряд процессов, влияющих на парафинообразование:

- снижение температуры пласта в случае закачки воды без дополнительного подогрева;
- изменение состава пластовых нефтей;
- образование эмульсий в стволе скважины.

Снижение температуры пласта в случае закачки воды без дополнительного подогрева. Разработка залежей нефти с закачкой в пласт теплоносителя или холодной поверхностной воды может в ту или другую сторону изменить пластовые условия.

При заводнении залежей неподогретой водой максимальное снижение температуры наблюдается на забое нагнетательных скважин, где температура оказывается ниже начальной пластовой, а в некоторых случаях - и ниже температуры насыщения нефти парафином.

При перемещении закачиваемой воды по пласту происходит ее нагрев геотермальным теплом Земли. Принципиально объем охлажденного пласта определяется геолого-физическими характеристиками залежи (пористость, проницаемость, неоднородность и пр.), интенсивностью закачки и температурой закачиваемой воды.

Понижение температуры ниже точки насыщения приводит к образованию центров кристаллизации и росту кристаллов парафина. Так, для нефти определенного месторождения при температуре ниже 50 °С растворимость парафина снижается, при 45 °С наблюдается массовое выпадение парафина, а снижение температуры до 30 °С сопровождается полной потерей текучести нефти. Основная масса выпавшего из нефти парафина остается в месте его выпадения или накапливается на отдельных участках пласта.

Для исключения негативного влияния охлаждения месторождение разрабатывают путем закачки теплоносителей в пласт методом тепловых оторочек. Методика перехода на закачку обычной, не нагретой воды была предложена и обоснована группой ученых с использованием физико-математической модели неизотермической фильтрации многофазных жидкостей в неоднородных коллекторах.

При рассмотрении процессов, происходящих в стволе добывающей скважины с обводненной продукцией, следует иметь в виду, что в связи с более высокой теплоемкостью воды по отношению к нефти при движении водно-нефтяного потока увеличивается тепловой поток по стволу скважины, и точка начала кристаллизации парафина может сместиться в направлении от забоя скважины к устью.

Обводненность продукции скважины проявляет двойственное действие. Вначале при малом содержании воды в нефти и прочих равных условиях наблюдается некоторое повышение интенсивности отложений, а затем с увеличением доли воды в потоке интенсивность этого процесса снижается за счет повышения температуры потока.

2.4 Физико-химические свойства парафинообразования

Ранее проводимые результаты исследований, проведенные для оценки влияния состава нефти на развитие образования отложений, выявили:

- добавление асфальтенов в раствор парафина в керосине приводит к происхождению точечной структуры;
- добавление смол приводит к свойственным условиям происхождения кристаллов парафина;
- в условиях скважины за счет воздействия активных компонентов нефтяных кислот и АСВ на поверхность труб последние становятся гидрофильными, что приводит к снижению адгезии парафина;
- с увеличением количественного отношения асфальтенов + смол к парафину происходит понижение температуры начала кристаллизации;

Различные анализы состава нефтей и АСПО множество месторождений показал, что присутствие асфальтенов в отложениях больше относительно к самой нефти. Определено, что при этом смолы служат депрессорами объемного влияния, а асфальтены в свою очередь – присадками поверхностного влияния.

Известно, что нефти имеют в своем составе ПАВ. В определенных обстоятельствах они, наносят первый адсорбционный слой, который приводит к процессу парафинообразования.

Результаты различных исследований дают характер определения природных ПАВ, в виде депрессирующих действий, что позволяет предложить определенные рекомендации, направленные на предотвращение парафинообразования:

- повышение содержания асфальтенов;
- увеличение поверхностной активности ассоциатов асфальтенов в нефти.

На практике данные рекомендаций возможны путем подачи асфальтеносодержащей нефти в поток парафинистой нефти при одновременном диспергировании ассоциатов асфальтенов путем добавления определенных химических реагентов.

Описанные выше процессы позволяют более полно представить себе механизм формирования отложений. Компоненты нефти в зависимости от структуры строения и внешних влияющих условий находятся в различных агрегатных состояниях: парафины и смолы - в молекулярном, асфальтены - в коллоидном. Понижение температуры нефти до точки насыщения способствует изменению агрегатного состояния компонентов. Данные изменения способствуют к формированию центров кристаллизации и росту кристаллов, которые имеют упорядоченное расположение молекул. Как было указано ранее, известны две аллотропные формы кристаллов парафина. Для первой формы характерны пластичность и слипание частиц парафина при сжатии. Вторая форма отличается твердостью и хрупкостью. Различия физических свойств можно объяснить разницей в их строении, приводящей в первом случае к образованию длинных нитеобразных кристаллов, а во втором - тонких пластинок. Сложность состава нефти обуславливает образование при охлаждении не только кристаллической, но и аморфной структуры парафинов, так как длинные углеводородные цепи не могут принять правильную ориентацию.

Абсорбируясь на гранях кристаллов парафинов, смолы и асфальтены задерживают их рост. Наличие мелких кристаллов при высокой концентрации парафина приводит к образованию прочной структуры.

2.5 Влияние температурных факторов, определяющие условия образования смолопарафиновых отложений

Разработка месторождений с использованием разных методов увеличения нефтеотдачи, значительно изменяет и термодинамические факторы разработки залежи. Особенно существенное влияние оказывает применение заводнения. В результате нагнетания в пласт больших объемов холодной воды нарушается первоначальный тепловой режим залежи, что вызывает целый ряд тепловых и физико-химических процессов. Так, в ряде

случаев это приводит к созданию благоприятных условий кристаллизации парафина и образования в породах пласта асфальтосмолопарафиновых отложений.

В карбонатных коллекторах за счет растворения пород, а также суффозионных разрушений идет перенос карбонатного материала по гидроточкам закачиваемой воды. Такие процессы полностью способны изменить фильтрационно-емкостную характеристику коллекторов, иногда не в лучшую сторону. Объемное перераспределение порового пространства происходит как за счет растворения карбонатных пород, так и за счет уменьшения объема пород от охлаждения закачиваемой водой. Последнее, создавая напряженные зоны в породах, может привести к образованию новых и расширению существующих трещин. Причем при повышении степени охлаждения пласта интенсивность протекания названных процессов возрастает. Установлено, что растворимость карбонатных пород увеличивается по мере снижения температуры. Что же касается уменьшения объема пород при снижении температуры, то тут особых доказательств не требуется. К сожалению, в промышленной практике заводнения продуктивных пластов этому не уделяется должного внимания.

В условиях призабойной зоны пласта количество факторов, способствующих образованию углеводородных отложений, значительно возрастает. К ним можно отнести разгазирование нефти во время эксплуатации скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения, снижение температуры призабойной зоны во время глушения и промывок скважин и так далее. Изучение всех этих факторов имеет большое значение для правильной интерпретации результатов термометрирования скважин, а также с точки зрения оценки совокупного влияния их на интенсивность образования углеводородных соединений на месторождении в целом или отдельных его участках и пластах во время их эксплуатации.

3. Методы исследования

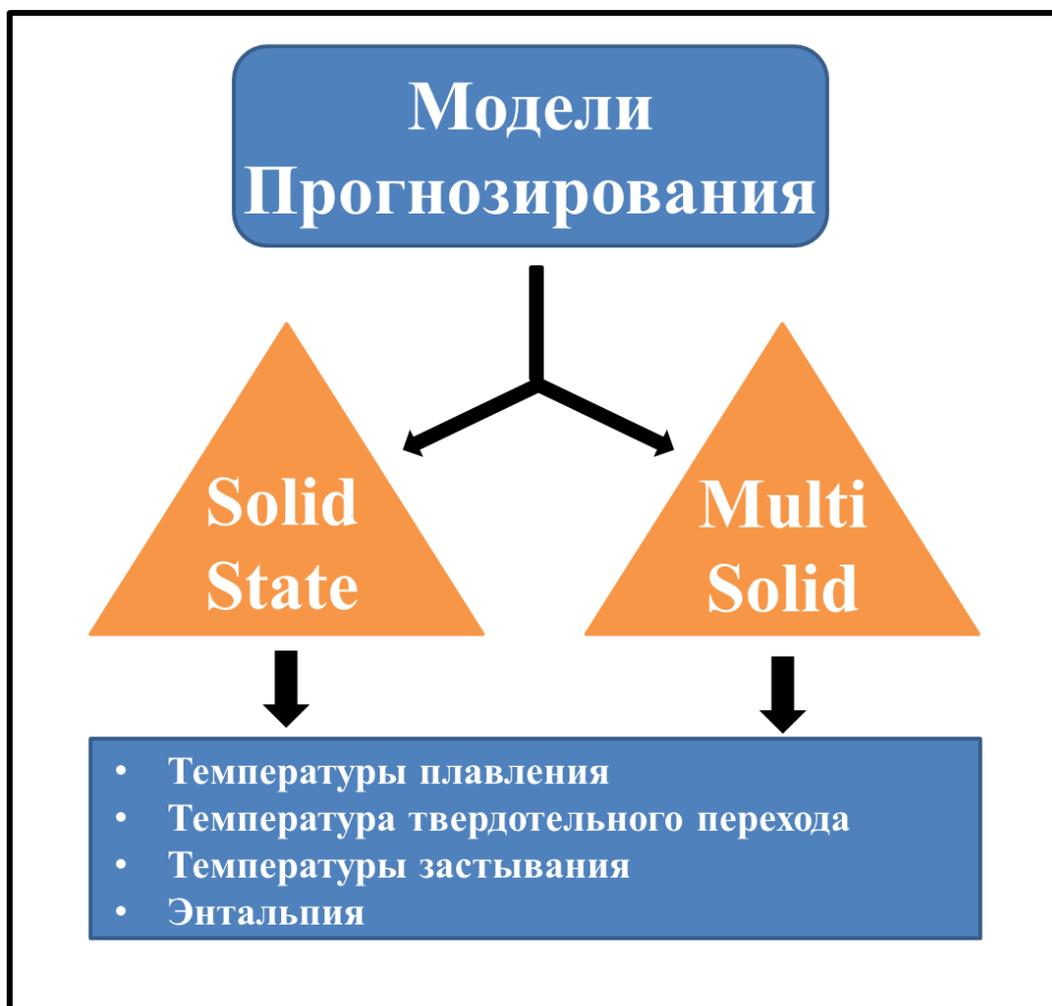
Известно, что нефтяные жидкости содержат тяжелые парафины, которые при низких температурах могут образовывать твердые парафиновые фазы. Проблемы, вызванные выпадением парафиновых осадков, такие как снижение темпов добычи, увеличение потребностей в электроэнергии и выход из строя объектов, являются серьезной проблемой при добыче и транспортировке углеводородных флюидов. Для предотвращения накопления парафина обычно используются такие методы, как термическая обработка трубопроводов, добавление химических ингибиторов или растворителей.

Наличие парафинов в сырой нефти создает множество проблем для производителей. Связанные с этим проблемы при их наличии варьируются от незначительных до существенных и зависят от их количества и состава. На добычу нефти может существенно повлиять отложение парафина во время добычи сырой нефти, что приведет к разрушительным экономическим последствиям. Затраты, связанные с такими мерами, можно было бы значительно сократить, если бы имелись точные средства для прогнозирования региона выпадения восковых осадков. Поэтому крайне важно разработать надежные экспериментальные методы или прогностические инструменты для определения равновесий парафина. За последние несколько десятилетий отрасль направила значительные усилия на достижение этой цели.

Следовательно, прогнозирование проблем с парафином в производственных трубопроводах и поточных линиях, которые могут привести к снижению или остановке производства, имеет весомое значение для оптимизации производства и эффективности эксплуатации. Жидкие углеводороды изначально находятся в равновесии в пласте при сверхнасыщенных условиях температуры и давления. Парафин обычно состоит из прямых и разветвленных углеводородных цепей и выпадает в осадок из высокообразной сырой нефти при незначительном изменении условий равновесия, что приводит к потере растворимости парафина в сырой нефти. Снижение температуры является наиболее распространенной причиной выпадения парафина, хотя на этот процесс могут повлиять многие другие факторы. Однако растворимость парафиновых восков чувствительна не только к изменению температуры, но и к интеграции физико-химических свойств сырья и других факторов эксплуатации в производственной системе.

Общеизвестно, что опубликованные методы описания осаждения парафина часто плохо согласуются с экспериментальными данными. Они склонны переоценивать количество парафина при температурах ниже температуры кристаллизации, то есть температуры, при которой парафин начинает выпадать в осадок. Для моделирования осаждения парафина были предложены вычислительные инструменты, основанные на теории смесей с регулярным решением, а также на уравнениях состояния углеводородов (УВ), для вычисления прогнозирования выпадения парафина. Каждая из корреляций была получена в результате лабораторных экспериментов с нефтью.

В ходе данной работы были взяты две модели для прогнозирования выпадения парафина с целью вычисления факторов, при которых происходит выпадение парафина, перехода в твердое состояние и т.п.



Использованные модели и основные расчеты исследования

3.1 Модель “Solid-State”

Температура точки возникновения или температура появления парафина, при которой парафин впервые обнаруживается при охлаждении, обычно измеряется в лабораториях. Но уникальность данных моделей является в возможности прогнозирования выпадения парафина с помощью подхода модифицированной модели, используемой различные корреляции, аппроксимируя существующих уравнений для расчета модели прогноза выпадения парафина.

Данная модель, во-первых требует решения задачи связанной с анализом и подготовкой данных с использованием доступных литературных данных и полевых данных.

Вторая задача связана с расчетом свойств плавления. Свойства плавления n-алканов с нечетным и четным числом атомов углерода различны. Это различие в основном вызвано различными эффектами перегруппировки атомов в молекулах. Молекулы n-алкана имеют тенденцию вращаться вокруг своих продольных осей при температурах ниже их точек плавления и претерпевают переходы в твердое состояние, вызванные началом свободного вращения в структуре решетки. Вклад $H_{i,j}^{tr}$ в общее изменение энтальпии может иметь значительное влияние на результаты модели.

1) Расчет температуры плавления

Основное уравнение для оценки температуры плавления нормальных алканов было взято в соответствии с корреляцией Вона и модифицировано для казахстанской нефти после математического подхода и серии экспериментов с использованием стандарта ASTM.

$$T_{fi} = 374.5 + 0.0261M_i - 2.0172 * 10^4/M_i \dots \dots \dots (1)$$

2) Расчет температуры твердотельного перехода

Для первой температуры перехода в твердое состояние Нишита (2001) предложил следующую корреляцию.

$$T_{i1}^{tr} = 366.39775 + 0.03609M_i - 2.08796 * 10^4/M_i \dots \dots \dots (2)$$

Эта корреляция получена путем подбора данных T_{i1}^{tr} из Шаэрер, А.А. и др. (1955) для n-алканов в диапазоне от C₈ до C₃₆ к уравнению той же формы, что и корреляция Вона.

Энтальпия плавления, энтальпия перехода в твердое состояние и теплоемкость расплава также будут рассчитаны.

3. Изменение и расчет корреляции температуры застывания.

Для оценки температуры застывания нефтяных фракций по вязкости, молекулярной массе и удельному весу в следующей форме:

$$T_p = 130.47[SG^{2.970566}] * [M^{(0.61235-0.47357*SG)}] * [\nu_{38(100)}^{(0.310331-0.32834*SG)}] \dots \dots (3)$$

где T_p - температура застывания (ASTM) в кельвинах, M - молекулярная масса, а $\nu_{38(100)}$ - кинематическая вязкость при 37,8 ° C (100 ° F). Это уравнение было разработано на основе данных о температурах потери текучести более 300 нефтяных фракций.

Третья задача касается прямой минимизации свободной энергии Гиббса. Подход анализа стабильности (АС) продемонстрировал превосходство над другими методами оптимизации. Подход особенно эффективен, когда глобальный экстремум скрыт среди множества локальных экстремумов. Зная химический потенциал в смеси, функция расстояния между поверхностью свободной энергии Гиббса и ее касательной плоскостью в составе будет минимизирована по отношению к независимым переменным. В данной работе представлена модель равновесия твердого тела и жидкости, основанная на описании образования парафина. Модель энергии Гиббса содержит вклад, основанный на теории многокомпонентных полимерных растворов Флори, и вклад метастабильного переохлажденного состояния, которого достигают нефтяные смеси. Последнее формулируется в терминах поверхностного натяжения парафиновой фазы.

Также, ключевым элементом, который следует учитывать при выражении поправочного члена Пойнтинга, является точное представление молярного объема. Для нормальных алканов мы используем корреляцию (Ракетта) для объемов насыщенных жидкостей, модифицированную Спенсером и Данером.

Массовая плотность твердых нормальных алканов выражается как функция молекулярной массы.

$$\rho_{si} = 836.93317 + 0.01446M_i - 156856 * 104/M_i \dots \dots \dots (4)$$

Ниже представлена таблица, которая показывает результаты полученные решения задач связанные с получением результата для прогнозирования выпадения парафина, учитывающие параметры модели «Solid-State»:

Таблица-№1

N	Алканы	M _i	T _{fi}	T _{il^{tr}}	T _p	ρ _{si}
1	C7	100	175,39	161,2108	133,5571683	681,52317
2	C8	114	200,52803	187,3576	146,8964692	700,988628
3	C9	128	220,24705	207,8954	158,960015	716,2403
4	C10	142	236,14986	224,4831	170,0605431	728,524518
5	C11	156	249,26391	238,1842	180,4085149	738,640212
6	C12	170	260,27818	249,7119	190,1511461	747,123135
7	C13	184	269,67197	259,5622	199,3949332	754,345984
8	C14	198	277,78901	268,091	208,2191937	760,576048
9	C15	212	284,88226	275,5602	216,6845182	766,010011
10	C16	226	291,14196	282,1665	224,8382251	770,79582

11	C17	240	296,714	288,061	232,717991	775,046903
12	C18	254	301,71208	293,3615	240,3543308	778,851679
13	C19	268	306,22614	298,1609	247,7723349	782,280092
14	C20	282	310,32829	302,534	254,9929114	785,388195
15	C21	296	314,07695	306,5412	262,033693	788,221438
16	C22	310	317,52003	310,2321	268,9097092	790,81706
17	C23	324	320,69714	313,6477	275,6338949	793,205864
18	C24	338	323,64133	316,8222	282,2174786	795,413549
19	C25	352	326,38038	319,7844	288,6702842	797,461726
20	C26	366	328,93785	322,5586	295,0009679	799,368699
21	C27	380	331,33379	325,1656	301,2172062	801,150075
22	C28	394	333,58543	327,6233	307,3258471	802,819242
23	C29	408	335,70762	329,947	313,3330323	804,387752
24	C30	422	337,71325	332,15	319,2442975	805,865622
25	C31	436	339,61354	334,244	325,0646546	807,261583
26	C32	450	341,41833	336,2391	330,7986605	808,583281
27	C33	464	343,13626	338,1444	336,4504744	809,837438
28	C34	478	344,77496	339,9676	342,0239058	811,029987
29	C35	492	346,3412	341,7158	347,5224559	812,166189
30	C36	506	347,84099	343,3953	352,9493521	813,250721
31	C37	520	349,27969	345,0115	358,3075783	814,287755
32	C38	534	350,66212	346,5694	363,5999003	815,281027

Несмотря на полученные хорошие результаты проводимого прогноза, после полученного результата нужно учесть, что есть и определенные минусы, включающие ряд проблем в использовании данной модели. Проблема заключается в том, что модифицированный подход к регулярному решению, используемый для описания твердых парафиновых тел, не сильно отличается от подхода к идеальному твердому раствору из-за сходства параметров растворимости для n-парафинов. Данный подход приводит к завышению граничных температур парафиновой фазы. Кроме того, модель не может обеспечить надежные предсказания границ парафиновой фазы в условиях высокого давления, поскольку игнорируется влияние давления на равновесия парафина.

Данной модели с несколькими твердыми парафинами свойственно значительно недооценивает количество осажденного парафина, хотя модель предсказывает, что произойдет. В модели «Solid-State» существует возмож-

ность погрешности, как и в этой работе, переоценивать количество осажденного парафина. Это может быть вызвано предположением об идеальном твердом растворе. Если бы модель могла хорошо представлять не идеальность твердой фазы, было бы лучшее представление температуры проявления парафина и количества осажденного парафина.

3.2 Модель MultiSolid

Данная модель предназначена для расчета прогнозирования выпадения парафина. Как было сказано ранее, осаждение парафина является серьезной проблемой в нефтяной промышленности, поскольку оно может привести к закупорке стволов скважин, производственных объектов и транспортных трубопроводов при добыче нефти и газа. Изменение температуры, давления и состава нефти и газа может привести к выпадению парафина. Для эффективного проектирования процессов добычи нефти и газа большое значение имеет прогнозирование температуры появления парафина и количества осажденного парафина с использованием термодинамической модели парафинообразования.

В этой работе была разработана модель осаждения парафина, которая была применена для расчета температуры появления парафина и количества осажденного парафина для нефтяных смесей.

Для вышеупомянутого требуется соответствующее предсказание термодинамических условий, при которых парафины могут осаждаться в зависимости от давления, температуры и состава. Существуют два четко определенных допущения для определения термодинамического равновесия твердость (парафин)–жидкость в установленных многокомпонентных системах углеводородов: твердый раствор и образование нескольких твердых фаз, каждая из которых состоит из чистого компонента. Можно сказать, что эти два допущения включают в себя пять стадий, не полностью определенных в моделях осаждения парафина. Первый, названный «идеальностью», отличается главным образом своим качественным вкладом. Из работы Вона известно, что он определил начало «не идеальности» жидкой и твердой фазы, обозначив вторую стадию. Третья показывает тенденцию к интерпретации «интерактивного» поведения компонентов в смесях углеводородов. В качестве четвертого этапа модели, в которых было немного явлений «физического осаждения», выбрали компоненты, которые принадлежали или не принадлежали осажденному материалу. Последняя стадия – это термодинамическая структура, предложенная, которая предполагает, что осадок парафина состоит из нескольких твердых фаз, модельно-твердых, подтвержденных экспериментальными данными.

Модель «MultiSolid» преодолевает недостатки, которые были продемонстрированы в предыдущей модели, и она обеспечивает соответствующее описание осаждения парафина в широком диапазоне условий. В данном исследовании показана новая модель прогнозирования осаждения парафина, сочетающая в себе идеальные подходы и много твердых состояний с уравнением термодинамической устойчивости и баланса материалов.

Независимые экспериментальные исследования показывают, что осаждение парафина в многокомпонентных нефтяных системах приводит к образованию твердой массы, содержащей взаимно несмешивающиеся осаждающие компоненты. Поскольку растворимость каждого осаждающего вида является сильной функцией температуры, ожидается, что по мере охлаждения только выбранное количество осаждающих компонентов будет сосуществовать в равновесии между твердым и жидким веществом. Напротив, предполагая, что все компоненты сырой нефти могут сосуществовать в твердом состоянии, модель твердого раствора переоценивает количество осажденного парафина.

Более реалистичная термодинамическая процедура расчета осаждения воска должна основываться на следующем:

- осажденные виды из сырой нефти состоят в основном из чистых компонентов, которые не смешиваются с другими твердыми фазами после осаждения;
- количество и идентичность компонентов, которые осаждаются в виде чистых твердых веществ, определяются с помощью анализа фазовой стабильности.

Ниже температуры точки появления осаждение парафина представляет собой последовательный процесс осаждения, в результате которого осаждаются несколько чистых твердых веществ, каждое из которых полностью не смешивается с другими в твердом состоянии. При данной температуре общее количество осажденного парафина представляет собой сумму вкладов всех твердых фаз, которые существуют в равновесии с жидкостью при этой температуре.

Процесс метода прогнозирования выпадения парафина модели «MultiSolid», в определенных действиях аналогичны с моделью «Solid-State». В основном разница заключается в корреляций уравнении и в расчете дополнительных параметрах в модели «MultiSolid», связанные с рассмотрением каждого отдельного компонента сырой нефти.

Модифицированная рецептура модели – MultiSolid

Пан и др. модифицировали модель многослойного твердого парафина Лира-Галеана и др. разделив каждую тяжелую фракцию на парафины, нефтены и ароматические вещества. Для распределения видов в псевдокомпоненте принимается определение, введенное в модели «Solid-State» в виде температурного проявления парафина.

Следующее выражение позволяет связать фугитивность чистого твердого компонента f_{Si}^o с фугитивностью переохлажденной жидкости f_{Li}^o с различными фазовыми переходами в твердом состоянии.

$$\ln \left(\frac{f_{Si}^o}{f_{Li}^o} \right) = \frac{\Delta H_i^f}{RT} \left(\frac{T}{T_i^f} - 1 \right) + \sum_{J=1}^{N_s} \frac{\Delta H_{ij}^{tr}}{RT} \left(\frac{T}{T_{ij}^{tr}} - 1 \right) - \frac{\Delta c_{pi}}{R} \left[1 - \frac{T_i^f}{T} + \ln \left(\frac{T_i^f}{T} \right) \right] - \sum_{J=1}^{N_s} \frac{\Delta c_{pi}}{R} \left[1 - \frac{T_{ij}^{tr}}{T} + \ln \frac{T_{ij}^{tr}}{T} \right] + \frac{1}{RT} \int_p^p \Delta v_i dp \dots \dots \dots (5)$$

где H_i^f = энтальпия плавления, то есть разность энтальпий между первой твердой фазой и жидкой фазой, ΔH_{ij}^{tr} = энтальпия J-го твердотельного перехода, Δc_{pi} = теплоемкость плавления, T_i^f = температура точки плавления, T_{ij}^{tr} = температура J-го твердотельного перехода, v_i = молярный объем.

Как определено уравнением, летучесть каждого твердого компонента зависит от его свойств плавления: температуры точки плавления, энтальпии плавления и изменения теплоемкости.

В модели температура плавления нормальных алканов оценивается по следующей корреляции, предложенной Воном используемой в модели «Solid-State»:

$$T_i^f = 374.5 + 0.0261M_i - 2.0172 * 104/M_i \dots \dots \dots (6)$$

Однако для первой температуры перехода в твердое состояние была предложена модифицированная корреляция. Температура плавления нефтенов, ароматических веществ и изопарафинов оценивается по следующей корреляции, предложенной Пэнном и Фирозабади:

$$T_i^f = 333.46 - 419,01 \exp(-0.008546M_{wi}) \dots \dots \dots (7)$$

Эта корреляция получило решение путем подгонки данных T_i^f из уравнения для n-алканов в диапазоне от C₇ до C₃₆ к уравнению с той же формой, что и корреляция Вона. В обоих уравнениях T находится в К, а M_{wi} - молекулярная масса.

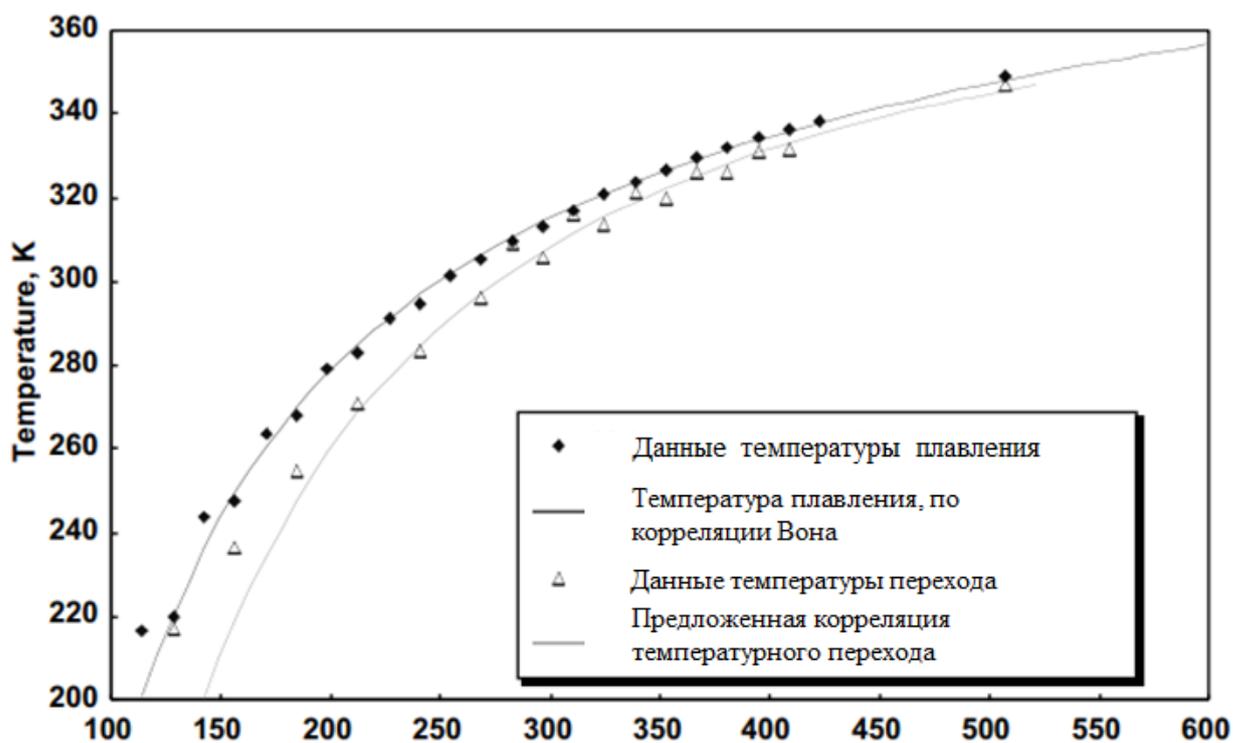


График. 1—Температуры плавления и перехода нормальных парафинов

Для определения температуры плавления нафтенов, изопарафинов и ароматических соединений модель «MultiSolid» использует корреляцию Лира-Галеана и др.

Также для модели используется корреляция Вона, которая дает корреляцию для средней энтальпии плавления нормальных алканов, предполагая, что H_i^t равно H_i^f плюс одна половина первого твердотельного перехода H_i^{tr} .

Для энтальпий плавления и твердотельного перехода нормальных алканов предложены следующие корреляции:

$$\Delta H_i^t = 0.1186M_iT_i^f \dots\dots\dots(8)$$

также:

$$\Delta H_i^{tr} = 0.0577M_iT_{ij}^{tr} \dots\dots\dots(9)$$

Для $M_i < 282$ кг/Кмоль мы выражаем общую энтальпию (переход плавления) через:

$$\Delta H_i^t = 0.1777M_iT_i^f \dots\dots\dots(10)$$

Полученные новые корреляции основаны на ранее полученных данных для нормальных алканов в диапазоне от C_7 до C_{36} .

Вон разработал корреляцию для расчета энтальпии плавления парафиновых углеводородов:

$$\Delta h_i^f = 0.1426M_{wi}T_i^f \dots\dots\dots(11)$$

Чтобы учесть влияние присутствия нафтенов и ароматических соединений на энтальпию плавления, модель была оптимизирована коэффициентом эквалайзера, для лучшего прогнозирования температурного появления парафина и получили эквалайзер, для расчета энтальпии плавления:

$$\Delta h_i^f = 0.06599M_{wi}T_i^f \dots\dots\dots(12)$$

где T_i^f - в К, а Δh_i^f - в calories/g mol.

Корреляция, предложенная Педерсеном и др. используется для расчета ΔC_{pi} для всех видов присутствующих нафтенов и ароматических соединений:

$$\Delta C_{pi} = 0.3033M_{wi} - 4.635 * 10^{-4}M_{wi}T \dots\dots\dots(13)$$

где ΔC_{pi} - в calories/g mol К, а Т в - К.

Для энтальпий слияния нафтенов, изопарафинов и ароматических соединений модель использует корреляции Лира-Галеана, Рап и других, соответственно.

Количество воска, осажденного на 1 mol of feed, рассчитывается по следующему уравнению:

$$\text{Масса парафина \%} = \frac{\text{общая осажденная масса}}{\text{масса нефти}} \times 10 \dots\dots\dots(14)$$

Для рационального проектирования химических технологических процессов, связанных с этими жидкими смесями, часто необходимо рассчитать такие равновесные свойства, как начальные температуры образования твердого состояния, молекулярно-массовые распределения газа, жидких и твердых растворов и суммарные доли каждой фазы в зависимости от температуры и давления.

Небольшие количества высококипящих компонентов, обычно присутствующих в жидкой фазе (или в газовой фазе), часто образуют твердый раствор при определенных температурах (и давлениях), при которых не может образоваться чистое твердое вещество.

В таблице - №2 представлены результаты расчета n-алканов от C₇ до C₃₆ по модели «MultiSolid»:

N	Алканы	Mi	Tfi	Tfi	Δh_i^f	Δh_i^f
---	--------	----	-----	-----	----------------	----------------

1	C7	100	175,4	155,19	2213	1024,1
2	C8	114	200,54	175,29	2849,6	1318,7
3	C9	128	220,26	193,13	3525,1	1631,3
4	C10	142	236,16	208,95	4231,1	1958
5	C11	156	249,27	222,99	4960,6	2295,6
6	C12	170	260,29	235,45	5707,8	2641,3
7	C13	184	269,68	246,5	6467,8	2993,1
8	C14	198	277,8	256,31	7236,8	3348,9
9	C15	212	284,9	265,01	8011,5	3707,4
10	C16	226	291,16	272,73	8789,3	4067,4
11	C17	240	296,73	279,57	9568,2	4427,8
12	C18	254	301,73	285,65	10346	4787,9
13	C19	268	306,24	291,04	11123	5147,2
14	C20	282	310,35	295,83	11896	5505,1
15	C21	296	314,1	300,07	12666	5861,3
16	C22	310	317,54	303,83	13431	6215,5
17	C23	324	320,72	307,18	14192	6567,6
18	C24	338	323,66	310,14	14948	6917,5
19	C25	352	326,41	312,77	15699	7265,1
20	C26	366	328,96	315,1	16446	7610,5
21	C27	380	331,36	317,17	17187	7953,5
22	C28	394	333,61	319,01	17923	8294,3
23	C29	408	335,74	320,64	18655	8632,8
24	C30	422	337,74	322,08	19382	8969,3
25	C31	436	339,64	323,37	20105	9303,8
26	C32	450	341,45	324,51	20823	9636,3
27	C33	464	343,17	325,51	21538	9967,1
28	C34	478	344,81	326,41	22249	10296
29	C35	492	346,38	327,21	22956	10623
30	C36	506	347,88	327,91	23661	10949
31	C37	520	349,32	328,54	24362	11274
32	C38	534	350,7	329,09	25060	11597

Графики. 2-7 показывают результаты с использованием модифицированной модели «MultiSolid» (многотвердой фазы), для представления работы прогноза в работе Реза Далирсефат и Фарзана Фейзи, с сравнением с моделью Лира-Галеана и др, а также с экспериментальными данными.

Кривые количества осадков парафина, предсказанные по модели Лира-Галеана и др. добавляются к кривым 2-4. Те, что взяты из модели твердого раствора Педерсена и др. добавляются к кривым 5-7. Как показано на этих рисунках, предсказание предложенной модели для количества твердого вещества, образующегося при температуре, хорошо согласуется с экспериментальными данными для всех смесей, рассмотренных в данной работе. Эти результаты показывают, что модель достаточно предсказуема в представлении процесса образования воска.

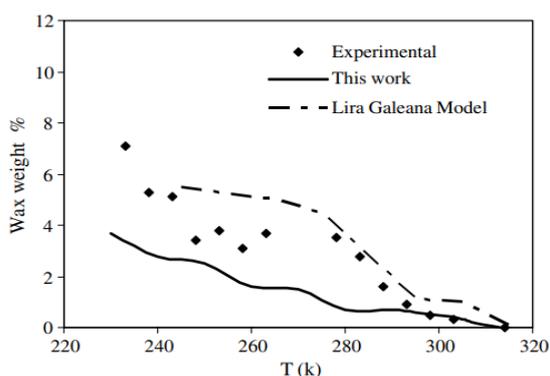


График 2. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для нефти при 1 бар.

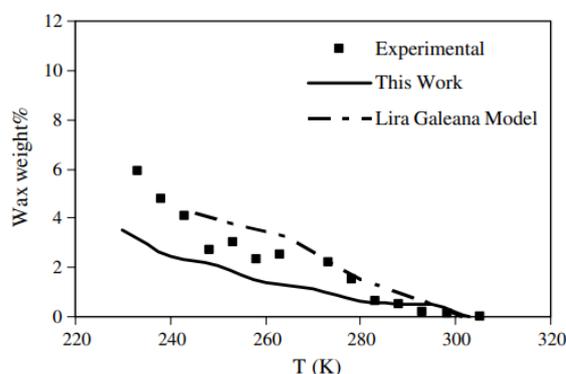


График 3. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для масла нефти при 1 бар.

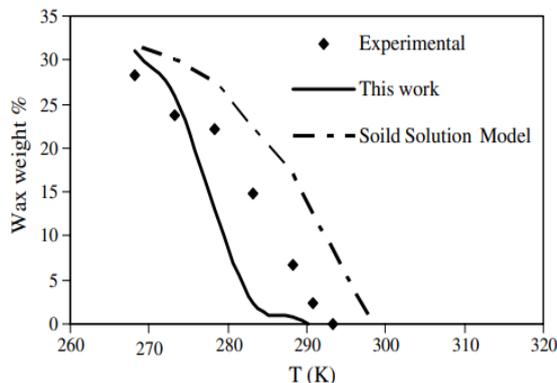


График 5. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для синтетической смеси при 1 бар.

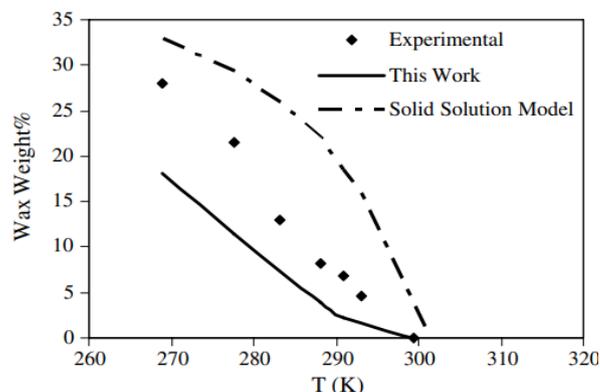


График 6. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для синтетической смеси при 1 бар.

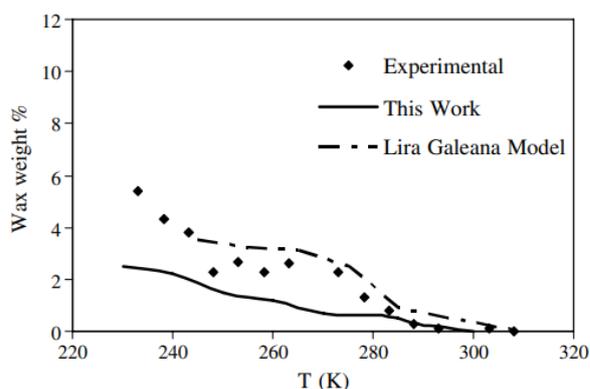


График. 4. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для масла нефти при 1 бар.

Результаты модели сравниваются с экспериментальными данными осаждения и кристаллизации парафиновых компонентов в сырой нефти и синтетических смесях. Кроме того, проводится сравнение с другими моделями.

В модели «MultiSolid» каждая твердая фаза рассматривается как чистый компонент, который не смешивается с другими твердыми фазами. Это рассмотрение даёт более точные результаты прогнозирования выпадения парафина, которые можно приписать сравнению с экспериментальными результатами в лабораторных условиях.

4. Экономическая часть

Общеизвестно, что роль нефти и газа на развитие экономики Казахстана весьма велика. Связи с этим разработка нового месторождения или дальнейшее развитие действующих месторождений склоняются после рассмотрения финансовых составляющих моментов, которые одобряются при положительных экономических показателей показывающие стабильность при разработке определенного месторождения. Экономическая часть для добывающих компаний особенно важна, связи с нестабильностью цен нефтегазового рынка.

Используемые модели в данной работе помогают снизить уровень расходов для предотвращения выпадения парафина, которые позволяют удерживать определенный уровень дебита скважины и при необходимости увеличивать дебит, не разрушая баланс стабильности.

Эффективность использование моделей с экономической части рассматривается на основе данных месторождения Узень с внесением определенных корректировок и дополнений.

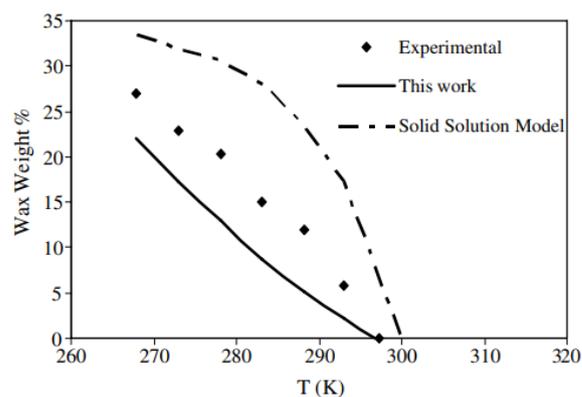


График. 7. Экспериментальные и прогнозируемые результаты осаждения парафина для синтетической смеси при 1 бар.

Таблица №3 Данные производственных затрат

Наименование	Величина
Удельный расход электроэнергии на 1 тонну нефти кВт·ч/т	61,42
Стоимость электроэнергии тг/кВт·ч	6,56
Социальные страхования, пенсионный фонд, фонд занятости % от ФОТ	34
Удельные затраты на сбор, транспортировку, подготовку 1 т. нефти тг/1т. нефти	2653,46
Норма амортизации ОПФ стоимости ОПФ	% от 7,4
Текущий ремонт стоимости ОПФ	% от 1,5
Общие производственные затраты, % от суммы прямых и косвенных затрат	25
Внепроизводственные затраты себестоимости	% от полной 0,65

Таблица №4. Коэффициенты для определения фонда оплаты труда (ФОП)

Минимальная зарплата в РК, тг	42500
Тарифный коэффициент	11,74
Количество месяцев	12
Районный коэффициент	1,6
Территориальный коэффициент	1,8
Коэффициент дополнительной зар-платы	1,38
Численность, чел.	1

$$\text{ФОТ} = 42500 * 11,74 * 12 * 1,6 * 1,8 * 1,38 * 1 = 23796322,56 \text{ тг}$$

С этих данных можно рассчитать, что месячная ЗП на одного человека составляет 1983026,88 тг.

Таблица №5. Годовые эксплуатационные затраты

Расходуемые данные	Сумма, тенге
Электроэнергия	160048,759
Затраты на ППД	122660,983
ФОТ	23796322,56
Социальные отчисления (31%)	1288567,53
Амортизация скважины	54803494,2
Сбор, транспортировка и подготовка нефти	442654,115
Текущий ремонт	9815551,2
Общепроизводственные расходы	14865825,7
Внепроизводственные расходы	428277,36
Итого	86083749,3

По данным в таблицах определения годовых экономических показателей можно определить первостепенный (показательный) экономический эффект учитывающий «с» и «без» использования моделей прогнозирования.

Таблица №6. Первостепенные Техничко-экономические показатели (ТЭП) месторождения Узень «с» и «без» использования моделей.

Затраты	Без использования моделей	С использованием моделей
Расходы на электроэнергию по извлечению нефти, тг	160048,7595	160048,7595
Расходы по искусственному воздействию на пласт, тг	122660,9831	122660,9831
Фонд оплаты труда, тг	23796322,56	1065000
Социальные отчисления (31%)	16419462,6	16419462,6
Сбор, транспортировка и подготовка нефти, тг	442654,115	442654,115
Текущий ремонт скважины, тг	9815551,2	-

Общепроизводственные расходы, тг	14865825,71	14865825,71
Внепроизводственные расходы, тг	428277,3596	428277,3596
Затраты на проведение обработки, тг	0	0
Итог затрат, тг	66050803,29 +Доп.затраты	34605466,22 +Доп.затраты
Добыча нефти, тг	492,385	1213,625
Себестоимость 1т нефти, тг/т	49651,76598	11945,25294

Важно учесть, что расчеты проводились по определенным данным доступные для расчета. В расчеты не были включены затраты используемых методов борьбы с отложениями парафина, успешность реализации использования метода, применения различных агрегатов или реагентов и т.п. Связи с этим были к расчетным данным добавлены затраты в виде дополнительных затрат, что в свою очередь приводит увеличению первоначальных затрат. С использованием модели также учтены дополнительные затраты.

Не смотря на определенные пренебрежения в расчетах можно прийти к выводу, что использование моделей «MultiSolid» и «Solid-State» экономической точки зрения выгодно. Прогнозируя данными моделями можно увеличить МРП скважин, что в разы сокращает денежные затраты. Данные модели позволяют удерживать дебит на изначальном уровне, и при необходимости дает возможность увеличивать дебит скважин, не сокращая МРП и др. производственных работ.

Заключение

Разработаны прогнозируемые модели для определения осаждения парафинов в смесях углеводородов и в нефтяных жидкостях. Основанные на идеальности, термодинамической стабильности и многотвердых осадках с концепциями твердого состояния. Использование предыдущих концепций позволило быстро и непрерывно, рассчитать термодинамически последовательные и не требующие корректировки расчеты параметров осадков. Модель была проверена в сравнении, показывающих результаты осадков, которые согласуются с реальным поведением, а также воспроизводят модельные данные с экспериментальными данными с хорошей точностью. Результаты расчетов моделей сопоставимы и находятся в количественном согласии с имеющимися в настоящее время экспериментальными данными. Модели принимает различные входные данные для получения прогнозов, которые могут направлять стратегическое планирование полевых операций.

Перечень принятых сокращений, терминов

АСПО - асфальто-смоло-парафиновые отложения

ПАВ – поверхностно активные вещества

А - асфальтены

П – парафины

СМ - смешанные

НКТ – насосно-компрессорные трубы

АСВ – асфальто-смоловые вещества

УВ - углеводороды

ASTM – (American Society for Testing and Materials) Американское общество по испытанию материалов.

АС - анализа стабильности

ФОП - фонд оплаты труда

ЗП – заработная плата

ТЭП - Технико-экономические показатели

МРП – межремонтный период

Список использованной литературы

- 1) Многофазная термодинамическая модель для прогнозирования осаждения воска в нефтяных смесях - A. R. SOLAIMANY NAZAR a , B. DABIR a & M. R. ISLAM b
- 2) Равновесие пар-жидкость при высоких давлениях: Расчет парциальных молярных объемов в неполярных жидких смесях - P. CHUEN and J. M. PRAUSNITZ University of California, Berkeley, California
- 3) Прогнозирование характеристик осаждения воска в синтетических смесях и жидкостях нефти: новая модель - Juan Carlos Martin Escobar-Remolina Fluid Phase Equilibria 240 (2006) 197–203
- 4) Термодинамика осаждения воска в нефтяных смесях - C. Lira-Galeana and A. Firoozabadi, John M. Prausnitz.
- 5) Осаждение воска в газоконденсатных смесях - Dan Vladimir Nichita, SPE, and Lamia Goual, SPE, Imperial College, and Abbas Firoozabadi.
- 6) Фазовые равновесия воска: разработка термодинамической модели с использованием системного подхода - Hong-Yan Ji, Bahman Tohidi, Ali Danesh, Adrian C. Todd.
- 7) Прогнозирование характеристик осаждения воска в синтетических смесях и жидкостях нефти: новая модель - Juan Carlos Martin Escobar-Remolina.
- 8) Температурные режимы работающих скважин и тепловые методы добычи нефти –Б.М. Сучков. РГУ Нефти и газа имени И.М. Губкина.
- 9) Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей - ШАДРИНА П.Н (Автореферат)
- 10) Исследование осаждения воска в сырой нефти: экспериментальное и моделирование - Taraneh Jafari Behbahani , Ali Akbar Miran Beigi, Zahra Taheri, Bahram Ghanbari.
- 11) Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (Учебник) - Фык М.И., Хрипко Е.И.
- 12) ОСАЖДЕНИЕ ВОСКА ИЗ НЕФТЯНЫХ ЖИДКОСТЕЙ: ОБЗОР Осаждения воска из нефтяных жидкостей: Обзор – С.LIRA-GALEANA и А. НАММАМІ.
- 13) Проблема изотермической вспышки. Часть 1. Стабильность - MICHAEL L. MICHELSEN
- 14) Модификация MultiSolid фазовой модели для прогнозирования осаждения воска: новый и эффективный метод решения - Mohsen

Vafaie-Sefti a, Seyed Ali Mousavi-Dehghani a, Mohammad Mohammad-Zadeh Bahar