

УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОГИДРАТНЫХ И АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ МЕХАНИЗИРОВАННЫМ СПОСОБОМ

Коробов Григорий Юрьевич¹,
korobovgrigory@yandex.ru

Воронцов Андрей Алексеевич¹,
andrey-vorontsov98@yandex.ru

¹ Санкт-Петербургский горный университет,
Россия, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2.

Актуальность работы обусловлена недостаточной изученностью процесса образования газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинном пространстве. При этом свойства образованных органических отложений существенно зависят от условий протекания процесса их образования. Соответственно, более точное понимание принципов образования отложений позволяет прогнозировать рост и подбирать эффективные способы борьбы с отложениями газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Дополнительно представленная в статье информация позволяет оценить действие основных факторов, влияющих на условия образования газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений. При этом есть возможность выделить наиболее важные факторы, которые могут контролироваться изменением параметров работы скважинного оборудования. Данные исследования могут помочь оптимизировать подбор параметров скважинного оборудования в условиях образования органических отложений.

Цель: анализ условий образования газогидратных и асфальтосмолопарафиновых отложений в добывающей скважине; анализ результатов предшествующих работ, посвященных исследованию факторов, влияющих на процесс образования отложений газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинном пространстве.

Объекты: факторы, влияющие на процесс образования отложения газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования.

Методы: выполнение литературного обзора и проработка публикаций в рецензируемых изданиях; анализ результатов предшествующих исследований, формулировка основных идей и тенденций, выявление пробелов и недостатков существующих исследований.

Результаты. Описаны основные механизмы образования газогидратных и асфальтосмолопарафиновых отложений на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования. Представлен обзор предшествующих исследований, посвященных анализу механизмов образования асфальтосмолопарафиновых отложений и газовых гидратов. Проведенный анализ позволил выявить пробелы и допущения в теории образования газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений, требующих дальнейшего изучения принципов их образования. Проанализированы основные факторы, зависящие от работы скважинного оборудования, а также влияющие на образование органических отложений: термобарические условия, газосодержание, дросселирование, обводненность, молекулярные явления. Полученные факторы сведены в отдельные таблицы.

Ключевые слова:

Газовые гидраты, асфальтосмолопарафиновые отложения, установка электроцентробежного насоса, термобарические условия, факторы образования асфальтосмолопарафиновых отложений и газовых гидратов.

Введение

Самыми распространенными факторами, осложняющими разработку нефтегазоконденсатных месторождений Российской Федерации, являются: геологическая неоднородность, нетрадиционная нефть с большим содержанием парафинов, асфальтенов и смол, высокий газовый фактор на добывающих скважинах. Сложные климатические условия Крайнего Севера, где чаще всего открываются новые месторождения углеводородов, усложняют ситуацию с переохлаждением несъемного оборудования и проходящего через него флюида. Дополнительно охлаждающий поток многолетнемерзлые породы (ММП), что в комплексе с суровым климатом ухудшает ситуацию с образованием газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) при добыче нефти и газа [1–3].

Целью данной работы является анализ процессов, происходящих при образовании газогидратных и ас-

фальтосмолопарафиновых отложений в добывающей скважине.

Основные задачи данного исследования включают анализ литературных данных:

- строение молекул газового гидрата и обзор основных факторов, изменяющих условия образования гидратов и АСПО;
- методикам предотвращения образования органических отложений и способам борьбы с уже образовавшимися пробками из гидратов и АСПО;
- методикам повышения эффективности работы установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) в осложненных условиях;
- основным факторам, оказывающим влияние на условия образования органических отложений в скважине, которые также зависят от работы УЭЦН;
- направлениям исследований, позволяющих устранить пробелы в научной теории образования газогидратных и асфальтосмолопарафиновых отложений.

Объектом исследования являются отложения газовых гидратов и АСПО. Предметом исследования является анализ факторов, влияющих на условия образования органических отложений.

Актуальность работы обусловлена тем, что представленная информация позволяет оценить факторы, влияющие на условия образования газовых гидратов и АСПО в скважинном пространстве. При этом есть возможность выделить наиболее важные факторы, которые могут контролироваться изменением параметров работы скважинного оборудования. Данные исследования могут помочь оптимизировать подбор параметров скважинного оборудования в условиях образования органических отложений [4]. Низкие температуры и ММП при разработке месторождений за Полярным кругом значительно способствуют отложению газовых гидратов в устьевом пространстве [5, 6]. Образование АСПО в добывающих нефтяных скважинах остается одной из самых часто встречаемых проблем при добыче нефти на месторождениях Российской Федерации. Распространение УЭЦН на месторождениях России составляет 60 % от всех методов механизированной добычи углеводородов. Их количество продолжает расти, что подтверждает логичность выбора УЭЦН в исследуемую компоновку скважины [7]. Представленные выше данные подтверждают актуальность дальнейшего исследования выбранной тематики, что позволит повысить эффективность работы УЭЦН в условиях, осложненных образованием газовых гидратов и АСПО [8].

Газовые гидраты – это соединения, разновидность клатратов, образующиеся из воды и низкомолекулярных газов (метана, этана, углекислого газа) при специфических термобарических условиях. Молекула газа попадает внутрь «клетки» из молекул воды, образуя молекулу гидрата. Образование газового гидрата происходит при определенных термобарических условиях: давление от 1 до 30 МПа, температура системы ниже 15 °С. Также необходимо достаточное количество воды в системе для образования кристаллической решетки. При отсутствии требуемых термобарических условий или при малом содержании воды в системе образование молекул гидрата невозможно [9].

Также существуют факторы, способствующие образованию отложений газового гидрата при добыче углеводородов. Повышенный газовый фактор на добывающих нефтяных скважинах, а также добыча непосредственно природного газа предполагает образование гидратных пробок в верхней части скважины [10]. Механические примеси и взвешенные кристаллы парафина могут играть роль центров кристаллизации гидратов. В ходе эксплуатации добывающих скважин было выяснено, что малодобитные по жидкости скважины с высоким газовым фактором чаще останавливаются из-за образования отложений газового гидрата в приустьевом пространстве скважины, чем скважины с большим дебитом. Также свою роль в образовании газогидратных отложений играет эффект дросселирования. Негерметичность соединений насосно-компрессорных труб (НКТ) создает условия, способствующие образованию пробок газового гид-

рата. В местах негерметичности между внутренней и внешней средой НКТ происходит перепад давлений в 2–6 МПа. Соответственно, можно отметить основные факторы, способствующие образованию кристаллогидратов в скважинном пространстве [8]:

- низкая температура потока;
- наличие зон ММП, снижающих температуру у устья скважины;
- большое количество свободного газа;
- наличие частиц парафина и механических примесей, которые играют роль центров кристаллизации газовых гидратов;
- восстановление давления и снижение температуры системы при остановке скважины;
- низкий дебит при хорошей продуктивности скважины;
- эффект дросселирования из-за негерметичности труб.

АСПО откладываются на поверхностях промышленного оборудования и трубопроводов, значительно осложняя процесс добычи, транспорта и переработки нефти. В ходе многочисленных исследований были выделены обязательные условия, при которых существует опасность образования АСПО в промышленном оборудовании [11–13]:

- наличие тяжелых компонентов нефти, способных к агломерации в крупные частицы АСПО;
- выделение растворенного в нефти газа при снижении давления потока ниже давления насыщения нефти газом;
- падение температуры потока ниже температуры насыщения нефти парафиновыми углеводородами;
- срывные силы потока, зависящие от его скорости, режима и структуры, ниже сил сцепления внутри отложений.

Отложение газовых гидратов и АСПО в значительной степени снижает производительность добывающей скважины, снижая рентабельность добычи углеводородов. Агломерация газовых гидратов и АСПО в единое образование еще больше затрудняет эксплуатацию добывающей скважины. Сложность применения механизмов образования органических отложений в моделировании применения и апробации данных моделей на промыслах тормозит внедрение новых технологий для практического использования. Отсутствие полной теории образования комплексных соединений газовых гидратов и АСПО еще больше осложняет понимание процесса борьбы с ними. Таким образом, в данной работе разобраны основные способы борьбы с образованием газовых гидратов и АСПО в скважинном пространстве, представлены основные факторы, влияющие на условия образования газовых гидратов и АСПО в скважинах, оборудованных УЭЦН.

Анализ методов борьбы с газогидратными и асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Сначала будут рассмотрены методы борьбы с газовыми гидратами. В современной практике они делятся на два вида: методы предупреждения образова-

ния гидратных отложений и методы разрушения газогидратных пробок. Оптимальным решением в реалиях нефтегазовой отрасли является именно предупреждение отложения газогидратов в скважинах. Лучшими экономическими и технологическими показателями обладают химические ингибиторы гидратообразования. Ингибиторы делят на три класса [14]:

1. Термодинамические. Данный вид ингибиторов снижает активность воды, тем самым смещая трехфазовое равновесие в сторону более низких температур. Это наиболее распространенный вид ингибиторов, применяемый в Российской Федерации. К данному виду относятся алифатические спирты, в том числе наиболее распространенный метанол, гликоли и водные растворы неорганических солей [14].
2. Кинетические. Данный вид ингибиторов обволакивает зародыши молекул газового гидрата, нарушая дальнейший рост крупных агломератов. Чаще всего данный вид ингибиторов представлен полимерными водорастворимыми соединениями [8].
3. Антиагломераторы. Данный вид ингибиторов предотвращает контакт газообразной фазы и жидкой фазы, нарушая процесс агломерации кристаллов газового гидрата. Чаще всего данные вещества представлены поверхностно-активными веществами с короткими молекулярными цепочками. При определенных условиях антиагломераторы могут как предотвращать образование газовых гидратов в потоке, так и способствовать их образованию [15].

Два последних вида ингибиторов находятся сейчас в активной стадии промышленных испытаний и в перспективе могут заменить термодинамические ингибиторы гидратообразования. Их основные преимущества – низкие концентрации и экологическая безопасность относительно термодинамических ингибиторов [8].

Методы борьбы с АСПО также делятся на методы предотвращения их образования в скважинах и методы разрушения образованных ранее пробок.

Методы предотвращения образования АСПО [7]:

- химические: диспергаторы, смачиватели, депрессаторы, модификаторы;
- физические: магнитные и ультразвуковые поля, вибрации.
- Методы разрушения асфальтосмолопарафиновых пробок:
- тепловые: промывка горячей водой или нефтью, применение пара, нагревательные элементы;
- механические: скребки, модернизированные центраторы;
- химические: растворители, ингибиторы в высоких концентрациях.

Тепловые методы показывают наилучшие результаты по устранению и предотвращению образования АСПО в скважинах. Недостатками данных методов являются их высокая энергоемкость, электро- и пожароопасность, ненадежность и низкая эффективность применяемых технологий. В данной ситуации химические ингибиторы показывают наибольшую

технологическую и экономическую эффективность в борьбе с образованием АСПО [16].

Обзор современной литературы по методам борьбы с органическими отложениями показал основные тенденции в исследованиях по данной тематике. В Российской Федерации активно проводятся промышленные испытания ингибиторов гидратообразования на основе метанола. Исследователи из Китая достигли значительных успехов в изучении кинетики и молекулярных явлений образования газовых гидратов [4, 17, 18]. Лабораторная база в Китае по изучению газовых гидратов в свободном объеме является самой лучшей и развитой. Европейскими научными коллективами были представлены обширные литературные обзоры по условиям образования как газовых гидратов, так и АСПО [14, 19]. Таким образом, в ходе предварительного обзора литературы по рассматриваемой проблеме образования газовых гидратов и АСПО в добывающих скважинах были обнаружены основные направления, требующие более подробного изучения с целью снижения количества пробелов в существующей теории образования органических отложений.

Термические условия в добывающей скважине

Лучший способ борьбы с органическими отложениями – соблюдение условий добычи, при которых отложения газовых гидратов и АСПО не образуются. Основными параметрами, влияющими на образование органических отложений, являются давление и температура системы [4, 8].

Так, в исследовании [20] была представлена методика определения температуры потока внутри скважины. Данная модель основывается на дифференциальных уравнениях теплопроводности, в которых учитывается коэффициент теплопередачи между окружающими породами и потоком в скважине. Значение коэффициента получают с помощью промышленных данных. В ходе экспериментов была подтверждена высокая сходимость полученной термограммы скважины с промышленными данными. В работах [21, 22] рассматривается конвективный теплообмен для вертикального газожидкостного двухфазного потока углеводородов. Данный поток имитирует движение нефти и газа в добывающей скважине. В ходе лабораторных экспериментов были выявлены зависимости теплопередачи от скорости смеси и структуры потока. Теоретические исследования заключались в разработке комплексной механистической модели теплообмена. Данная модель учитывает характер течения потока: пузырьковая, глобуловая, кольцевая структура. Разработанная модель способна предсказать структуру потока, а далее на основе полученной структуры подсчитать гидродинамику и теплопередачу потока. Результаты сравнения модели и реальных данных показали, что представленная модель рассчитывает коэффициент теплопередачи в пределах 20, 30 и 25 % погрешности для пузырькового, кольцевого и глобулового потока.

Учет таких параметров ММП, как скрытая теплота плавления, эффект подтаивания ММП, миграция воды из зон вблизи скважины к дальним областям,

температурный градиент, позволил авторам работы [23] представить новую тепловую модель добывающей скважины. Промысловые испытания модели показали высокую сходимость результатов вычисления с реальными данными.

Таким образом, точное определение термобарических условий внутри скважины позволит лучше предсказывать условия образования газовых гидратов и АСПО, что в свою очередь позволит вести бесперебойную добычу углеводородов без выпадения органических отложений в оборудовании.

Условия образования газовых гидратов

Сложность процесса образования кристаллогидратов затрудняет создание одной общей теории гидратообразования, которая смогла бы учесть множество факторов, оказывающих влияние на данный процесс. В исследованиях [9, 14, 19] представлены обширные сведения о кинетической и термодинамической составляющей образования газовых гидратов. Обширные запасы газовых гидратов и образования газогидратных отложений при добыче и транспорте углеводородов стимулируют исследования процесса образования и диссоциации газовых гидратов [24–26]. В табл. 1 представлены направления исследований образования газовых гидратов.

В работах [17, 27] показано, что динамика потока оказывает значительное влияние на гидратообразова-

ние в движущемся потоке с точки зрения таких факторов, как разрушение, коалесценция, деформация пузырьков газа, их столкновение с вихрями потока смеси и между собой. Экспериментально была изучена модель массопереноса с учетом представленных выше параметров. Было установлено, что наибольший эффект на гидратообразование оказывает деформация пузырьков газа, увеличивается площадь поверхности раздела фаз, таким образом улучшается массоперенос и усиливается процесс гидратообразования. Столкновение пузырьков между собой и с вихрями потока также положительно сказывается на массообмене между фазами. В работе [28] было установлено, что в частично дисперсной системе (вода не полностью перемешана с нефтью) газогидратные отложения образуются быстрее, чем в полностью дисперсной системе (эмульсия воды и нефти), что представлено на рис. 1. В частично дисперсной системе наблюдаются значительные скачки давления, что прежде всего свидетельствует об активном образовании гидратных отложений, также в такой системе гидратная пленка на стенках оборудования образуется намного быстрее, что способствует накоплению молекул гидрата на оборудовании. Данные исследования помогут понять влияние работы УЭЦН, которая значительно диспергирует поток и изменяет его режим, на условия образования гидратов.

Таблица 1. Направления исследования газовых гидратов (материал автора)

Table 1. Gas hydrates research areas (author's material)

Исследования термобарических условий фазового равновесия Studies of phase equilibrium thermobaric conditions	На стыке двух направлений исследований At the intersection of two areas of research	Исследование кинетики образования газового гидрата Study of gas hydrate formation kinetics
Оценка распространения природных запасов газовых гидратов Assessment of natural gas hydrates reserves distribution	Разделение и очистка газов Gas separation and purification	Обеспечение подъема пластового флюида в насосно-компрессорных трубах Providing fluid lift in tubing
Подсчет извлекаемых запасов газа газовых гидратов Calculation of recoverable gas hydrate reserves	Технологии очистки воды Water treatment technologies	Предотвращение закупорки узловых элементов промыслового оборудования Clogging prevention of field equipment nodal elements
Создание гидратов в качестве носителей энергии Creation of hydrates as energy carriers	Захват и хранение углекислого газа Carbon dioxide capture and storage	Предотвращение гидратных отложений в промысловых и магистральных трубопроводах Prevention of hydrate deposits in field and trunk pipelines
Выявление зон образования гидрата Detection of hydrate formation zones	Гидратообразование в поровом пространстве Hydrate formation in the pore space	

В работах [29, 30] изучаются механизм образования газовых гидратов. Для проведения исследований в лаборатории применялись рамановская спектроскопия, дифракция рентгеновских лучей, микроскопическое наблюдение и дифференциальная сканирующая калориметрия. Авторами был сделан вывод, что в начале образования гидратных отложений молекулы гидрата аморфны, а уже затем приобретают кристаллографическую структуру. В исследовании [19] представлена принципиальная схема образования молекул гидратов. Для этого авторами работы использовалось молекулярное моделирование, лабораторные исследования с помощью рентгеновской и нейтронной дифракции. Эта общая информация полезна для многих исследований, проводимых по газовым гидратам.

Схема образования зародыша газового гидрата представлена на рис. 2.

Одной из основ изучения гидратообразования является анализ кристаллизации в статических условиях, приближенных к реальным [31]. В подобных исследованиях используются автоклавы высокого давления в сочетании с видеосъемкой. Такой набор оборудования позволяет зафиксировать начальный момент образования зародыша гидрата, его дальнейшую агломерацию. При меньших давлениях газосодержащие гидраты образуются в основном на стенках труб и оборудования. При высоких давлениях начинается процесс зародышеобразования в свободном объеме в центрах кристаллизации.

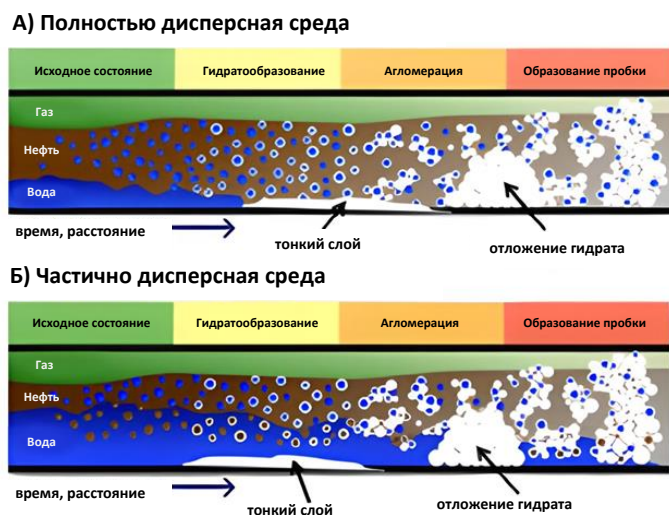


Рис. 1. Схема образования гидратных отложений в дисперсной системе (а) и в частично дисперсной системе (б) [28]
Fig. 1. Scheme of hydrate deposits formation in fully dispersed medium (a) and in partially dispersed medium (b) [28]

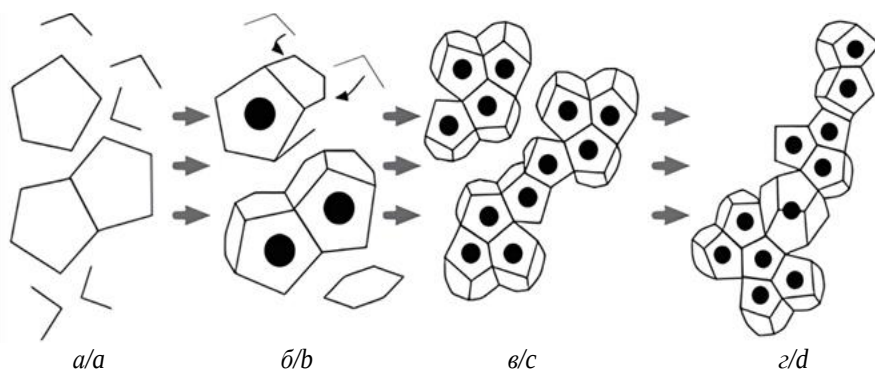


Рис. 2. Схема образования зародыша газового гидрата: (а) начальное состояние (термобарические условия подходят для образования газогидрата, но молекула газа не растворена в воде); (б) нестабильные кластеры (растворение газа в воде и образование начальных газогидратных кластеров); (в) аггломерация (нестабильные кластеры соединяются друг с другом); (г) нуклеация газогидратов (образование кристаллов гидрата из достигших критической массы аггломератов) [19]
Fig. 2. Scheme of gas hydrate nucleation: (a) initial state (thermobaric conditions are suitable for gas hydrate formation, but a gas molecule is not dissolved in water); (b) unstable clusters (gas dissolution in water and initial gas hydrate clusters formation); (c) agglomeration (unstable clusters join together); (d) gas hydrate nucleation (hydrate crystals formation from agglomerates that reached critical mass) [19]

В результате исследования [32] были сделаны заключения об особенностях гидратообразования при различном содержании воды в потоке:

1. При высокой обводненности зародышеобразование гидратов происходит на разделе фаз газ–вода. Время аггломерации газогидратов значительно уменьшается.
2. При средней обводненности зародышеобразование гидратов происходит на разделе фаз нефть–вода. Гидратных отложений образуется меньше, также снижается и скорость гидратообразования.
3. В системах с низкой обводненностью плотность и толщина отложений газогидратов снижается.

Также необходимо изучение образования кристаллогидратов в условиях, приближенных к промышленным. Так, в работе [33] предлагается наглядная модель определения области образования гидрата метана. Для этого сравнивается поле температуры и давления в дренажной линии с кривой фазового равнове-

сия газогидратов. Также учитывается созданный насосом пузырьковый режим течения.

В статьях [18, 34] представлена модернизация газогидратной модели Чен-Го, которая способна с высокой точностью прогнозировать условия образования газовых гидратов. Применение данной модели на практике позволяет снизить среднее абсолютное отклонение результатов моделирования от реальных данных на 20,95 % по сравнению с традиционными моделями гидратообразования. Другая модель гидратообразования уже основывается на балансе сил между частицами газового гидрата [35]. Схема модели работает так, что аггломерация гидратных отложений на стенках происходит при недостаточных сдвиговых силах, движущийся поток не способен нести в себе частицы гидратов и расслоить уже существующие отложения. Также было установлено, что при более высоких скоростях потока отложения в большей степени образуются в общей массе потока в центрах кри-

сталлизации. При низких скоростях потока доминирует пристеночное отложение гидратов.

Большой вклад в исследование условий образования газовых гидратов внесли наработки Wang Zhiyuan [36]. В работе [37] рассматривается модернизация тепловой модели потока с преобладанием газа, где есть условия образования гидратных отложений. Экзотермический процесс образования молекул гидратов может приводить к нагреву стенки трубы при образовании самих отложений. Однако уже при росте толщины слоя гидратов колебания температуры замедляются, так как сами отложения плохо проводят тепло. Результаты расчетов хорошо согласуются с экспериментальными данными, отклонения не превышают 6 %. Данные исследования дополняют общую термодинамическую модель гидратообразования. В исследованиях [38, 39] исследуется теория образования гидратных отложений в НКТ добывающих скважин. Для построения общей модели поведения газовых гидратов в НКТ используется синергия многофазного потока и условия образования и отложения газогидратов. Точность совместной модели подтверждается полевыми и литературными данными. Основной вклад в отложения гидратов делает жидкая пленка воды, задерживающаяся на стенках НКТ. Также повышение обводненности продукции способствует образованию гидратов уже из точек зародышеобразования в самом потоке, увеличивая риск полной блокировки НКТ гидратами. Для усреднённых параметров добывающих скважин было подсчитано, что полная блокировка сечения НКТ произойдет за 30 часов, а не за короткий промежуток времени. Это позволило в работе [39] предложить новую концепцию HBFW (HydrateBlockageFreeWindow). Данная концепция заключается в отслеживании термобарических условий нестабильности газового гидрата и снижении расхода ингибитора в связи с отсутствием его необходимости. Благодаря данной технологии

можно оптимизировать процесс подачи ингибитора, снизив его расход. Данная технология позволяет добиться необходимого размера сечения НКТ для обеспечения потока углеводородов.

Современные технологии искусственного интеллекта также нашли свое применение в прогнозировании условий образования газовых гидратов. В работах [40, 41] рассматривается возможность внедрения машинного обучения для повышения точности моделирования условий образования кристаллогидратов. Это очень перспективное направление, ведь правильно настроенный искусственный интеллект смог с большой точностью и оперативностью реагировать на изменения термобарических условий в скважине и предупреждать об угрозе образования газогидратной пробки.

Как отмечалось ранее, совместное образование отложений газового гидрата и АСПО создает значительные трудности при добыче углеводородов механизированным способом [42, 43]. В работе [4] представлена обновленная схема образования гидратных зародышей в присутствии АСПО и поверхностно-активных веществ (ПАВ), роль которых могут играть асфальтены. Данная схема представлена на рис. 3. В ходе исследований были получены следующие результаты:

1. Зародышеобразование гидратных молекул замедляется в присутствии АСПО или ПАВ.
2. Молекулы АСПО затрудняют массоперенос между молекулами газового гидрата.
3. Объем отложений гидрата увеличивается в присутствии АСПО без ПАВ. Это связано с внедрением в структуру агломератов гидрата молекул АСПО, что также усложняет дальнейший процесс разрушения таких соединений.

Таким образом, необходимо более подробно исследовать физические и химические аспекты образования газогидратов, их взаимное влияние на работу скважинного оборудования.

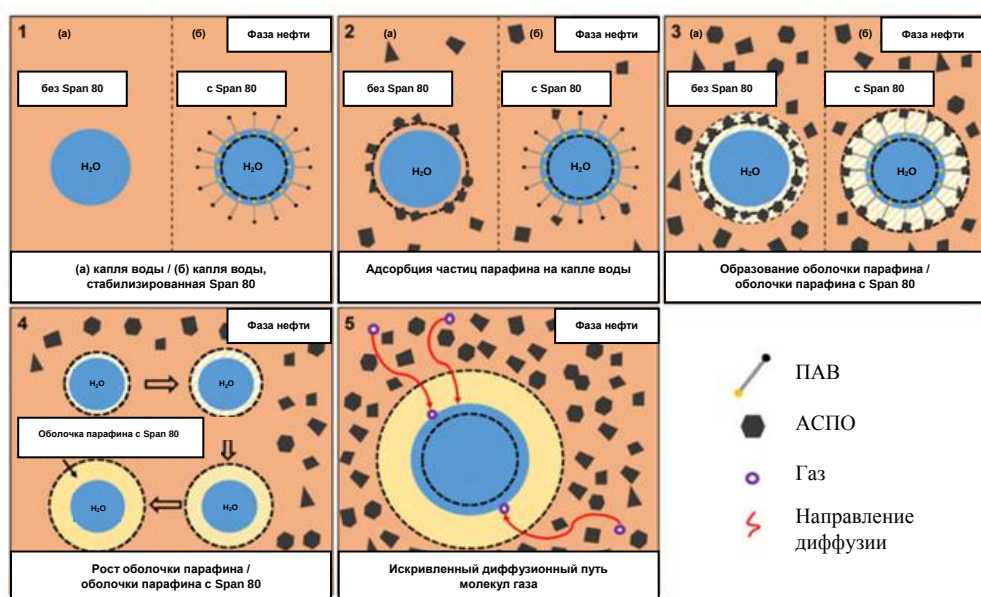


Рис. 3. Схема образования молекул гидрата в присутствии ПАВ и парафина [4]

Fig. 3. Scheme of hydrate molecules formation in the presence of surfactant and paraffin [4]

Условия образования АСПО

Образование АСПО в нефтепромысловом оборудовании встречается намного чаще, чем газогидратные отложения. Разработка многих месторождений Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносной провинций осложняется образованием АСПО. Соответственно, большое количество методов и технологий по борьбе с данными отложениями было изучено и испытано на добывающих скважинах, расположенных в этих провинциях. Однако современные разработки позволяют увеличить эффективность эксплуатации добывающих скважин, осложненных выпадением АСПО в добывающих скважинах, снижая затраты средств и времени на проведение мероприятий по удалению АСПО [44].

Первоначально необходим анализ химической составляющей образования АСПО при добыче углеводородов. В работе [45] представлена базовая информация о механизме образования молекул асфальтеновых и парафиновых углеводородов. Молекулы парафиновых углеводородов аполярны, что сводит их взаимодействие к Ван-дер-Ваальсовым или Лондонским дисперсионным силам. Молекулы асфальтенов, наоборот, полярные, в них преобладают взаимодействия водородного или ассоциативного типа. В статьях [46, 47] подробно представлены стадии образования АСПО:

- гелеобразование парафинообразного масла на холодной поверхности трубы;
- молекулярная диффузия частиц парафина к слою геля из объема нефти;
- внутренняя диффузия молекул парафина через захваченную нефть;
- осаждение этих молекул парафина в осадок;
- обратная диффузия депарафинированного масла из слоя геля в поток.

Статья [48] представляет критический обзор основных механизмов осаждения парафиновых отложений. В работе [49] представлено дополнение исходной прогнозной модели Won, представленной в исследовании [48], способной рассчитывать температуру выпадения АСПО уже с учетом компонентного состава нефти. Представленная в работе модель достаточно проста для оценки условий выпадения АСПО, так как в качестве исходных данных нужны только молярная доля и молекулярная масса каждого компонента. Точность модели была подтверждена экспериментами для 18 образцов нефти. Абсолютное отклонение в данных экспериментах составило 3 %. Основной целью исследований [11, 13] является подбор оптимальных условий эксплуатации скважины и параметров ввода ингибитора для снижения выпадения парафинов в промысловом оборудовании. В ходе исследований было выяснено, что увеличение частоты, производительности насоса, количества ступеней установки, а также уменьшение внутреннего диаметра НКТ приводит к изменению расхода и напорно-расходной характеристики насоса, а также снижению глубины образования АСПО в НКТ. Решению проблемы добычи высоковязкой нефти из многопласто-

вых залежей с помощью установки ЭЦН посвящено исследование [7]. Для обеспечения добычи нефти из таких залежей предлагается специальная компоновка внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважины. Данное решение позволяет разбавлять вязкую нефть одного пласта более легкими фракциями из вышележащего пласта, что снижает общую вязкость поднимаемого флюида.

В обзоре [50] приводятся основные технологии и методы, применяемые для предотвращения или устранения отложений АСПО, образующихся в скважинах. В обзоре раскрывается проблематика борьбы с АСПО в скважинном пространстве по сравнению с трубопроводом. В работе представлена сводная таблица с преимуществами и недостатками различных методов борьбы с органическими отложениями. Самым технологичным методом борьбы с АСПО является применение химических ингибиторов, препятствующих их образованию в скважинном пространстве. Основным требованием к таким химическим реагентам, кроме самого эффекта ингибирования, является минимизация потерь ингибитора в призабойной зоне скважины из-за адсорбции реагента в горных породах [51]. В работе [52] представлен комплексный анализ эффективности применения ингибиторов образования АСПО при добыче и транспортировке углеводородов. В работах [53, 54] представлен новый ингибитор образования АСПО комбинированного действия. Основным требованием к таким химическим реагентам, кроме самого эффекта ингибирования, является минимизация адсорбции ингибитора в призабойной зоне скважины [51]. Авторами исследования [55] представлена комплексная технология по борьбе с образованием АСПО в призабойной зоне скважин. Технология включает в себя применение промывки скважины специальным растворителем для удаления уже образовавшихся отложений. Также применяются и другие способы борьбы с образованием АСПО в добывающих скважинах. В работах [56–58] изучается влияние материала эксплуатационных труб на условия отложения АСПО. В исследовании [59] представлена схема нагревательного кабеля в качестве метода борьбы с выпадением парафинов в скважине. В статье [60] представлена технология магнито-реагентной обработки нефтепромыслового оборудования. В исследовании был оценен синергетический эффект магнитного поля и ингибиторов для борьбы с АСПО. В результате было получено, что применение магнитного поля позволит сократить расход химических реагентов при сохранении качества обработки.

Таким образом, многообразие различных технологий по борьбе с образованием АСПО в скважинном оборудовании позволяет выбрать оптимальную технологию для рассматриваемого месторождения. Однако многие технологии на сегодняшний день еще не прошли достаточного количества промысловых испытаний для полноценной оценки их эффективности. Соответственно, требуются дальнейшие лабораторные и полевые исследования ингибиторов АСПО, различных материалов НКТ, синергетического эффекта от применения сразу нескольких технологий.

Работа установки электроцентробежного насоса в осложненных условиях

Также необходимо изучить работу скважинного оборудования, а именно УЭЦН в осложненных условиях. К данным условиям относятся: свободный газ, высокая вязкость поднимаемого флюида. Из-за данных факторов происходят сильные скачки давления, что негативно сказывается на межремонтном периоде работы погружного насоса. В дополнение к этому необходимо оценить влияние работы УЭЦН на факторы образования органических отложений в скважине. Как было установлено в работе [8], УЭЦН оказывает влияние на условия отложения газовых гидратов и АСПО. Происходит это из-за того, что изменение определенных параметров работы УЭЦН приводит к дополнительному подогреву потока, а также меняет режим его течения, снижая начальную глубину образования газовых гидратов и АСПО. Полученные закономерности начальных глубин образования газовых гидратов и АСПО от параметров скважинного оборудования: глубина спуска погружного насоса, диаметр проходного сечения штуцера, частота работы УЭЦН, требуют дальнейших исследований. Далее будут представлены исследования, направленные на изучение работы УЭЦН в осложненных условиях.

Глубоким изучением параметров работы УЭЦН в различных осложняющих условиях занимался Zhu Jianjun. В работе [61] представлен всесторонний обзор основных внешних факторов, влияющих на работу УЭЦН в условиях повышенного содержания свободного газа в потоке. Также были представлены эмпирическая и механистическая модели изменения давления нагнетания при большом количестве свободного газа на приеме насоса. В работе [62] Zhu Jianjun представил модернизацию данной механистической модели, которая смогла бы также учитывать изменение вязкости флюида внутри и снаружи установки.

В исследованиях [63, 64] представлен анализ теплообмена работающей УЭЦН с окружающей средой. Представленная модель способна оценивать изменение температуры как установки, так и проходящего внутри и снаружи установки флюида. Результаты данных работ помогут лучше понять теорию теплообмена между работающей УЭЦН и добываемым флюидом.

Следовательно, работа УЭЦН оказывает значительное влияние на термобарические условия добычи нефти, что позволяет с помощью изменения параметров работающей установки либо создать условия нестабильности отложений, либо снизить начальную глубину образования газовых гидратов и АСПО.

Заключение

Анализ представленных выше факторов образования газовых гидратов и АСПО позволит уменьшить количество пробелов в теории образования органических отложений в скважинном пространстве. Также это позволит выделить основные факторы, влияющие на образование отложений в скважине, которые можно изменять и регулировать с помощью параметров работы скважинного оборудования. Однако остаются другие составляющие общей теории образования органи-

ческих отложений в добывающих скважинах, открытие которых научным сообществом еще только предстоит.

Так, например, авторами литературного обзора [9] отмечается, что поведение газовых гидратов при высоких давлениях и смешении гидратов с тяжелыми фракциями нефти не поддается адекватному моделированию. Полностью не изучена кинетическая составляющая образования кристаллогидратов. Сложность заключается в том, что гидраты представляют собой твердую кристаллическую структуру, которая описывается медленной кинетической моделью твердого вещества [65]. А образуется это твердая фаза на границе жидкости и газа из аморфного состояния, что вносит дополнительные сложности в модель образования газовых гидратов. Сложная геометрия клапанов, искривлений, других узлов труб на промышленном оборудовании также затрудняет моделирование условий образования кристаллогидратов и требует дополнительных исследований для решения поставленной задачи [39].

Авторы работ [12, 66, 67] указывают на недостаточную изученность влияния сдвиговых сил и вязкости образованного из нефти парафино-геля на процесс образования АСПО. В работах [68, 69] было отмечено, что осаждение АСПО не может быть полностью описано молекулярной диффузией частиц между фазами. Осаждение АСПО предлагается описывать, сравнивая местный предел текучести и местное напряжение сдвига агломератов АСПО. Молекулярная диффузия в этой теории является основополагающим фактором изменения предела текучести, а не необходимым условием осаждения. Авторами статьи [70] представлен анализ точности лабораторных методов, применяемых для оценки эффективности ингибиторов парафиноотложения. В работе рассматривается три метода: циркуляционная установка, метод холодного стержня, система Тайлера–Куэрта. Недостаток данных методов, как отмечают авторы, заключается в их не самой высокой точности. Авторами работы [71] отмечается важность и надежность проведения лабораторных исследований эффективности ингибиторов АСПО и условий их отложения перед полевыми испытаниями на месторождениях. Необходимо повышать точность лабораторного оборудования.

Дополнительно приводятся исследования по модернизации существующих тепловых моделей добывающих скважин. Новые модели способны учитывать тепловой эффект от явлений, происходящих в многолетнемерзлых породах. В работе [64] также большое внимание уделяется изучению влияния многофазного потока на теплообмен с установкой ЭЦН. В ходе глушения скважины и закачки специализированной жидкости возможно охлаждение призабойной зоны и ствола скважины. Данный фактор способствует дальнейшему образованию АСПО в скважинном пространстве, осложняя будущий пуск в работу скважины и ее эксплуатацию [72–74].

Новые разработки в технологиях применения ингибиторов гидратообразования также позволят снизить затраты при подготовке химических ингибиторов и их внедрении в производственный процесс нефтегазового промысла. Как отмечалось ранее, ки-

нетические ингибиторы гидратообразования являются наиболее перспективными химическими реагентами для борьбы с кристаллогидратами. В исследовании [75] представлены основные проблемы для нефтегазовой промышленности по применению ингибиторов гидратообразования:

- большой расход термодинамических ингибиторов, необходимый для достижения требуемого результата;
- трудность биологического разложения термодинамических ингибиторов и их восстановления на промысле;
- усложнение расчета эффективных концентраций химических ингибиторов из-за стохастического характера зародышеобразования;
- осложнение определения пределов применимости ингибиторов из-за низкой активности химических реагентов при экстремальных низких температурах и высоких давлениях.

В ходе литературного обзора по анализу влияния газогидратных отложений и АСПО на условия работы добывающих скважин были сделаны следующие выводы:

- Теория образования органических отложений нуждается в дальнейших доработках. Для дополнения этой теории требуется ликвидировать пробелы в процессе агломерации и образования газовых гидратов и АСПО с точки зрения молекулярной и кинетической составляющей.
- Химические ингибиторы являются самым эффективным методом борьбы как с газогидратами, так и с АСПО. Среди ингибиторов гидратообразова-

ния самой перспективной технологией являются кинетический ингибитор и антиагломератор, а среди ингибиторов АСПО – ингибиторы комплексного действия и депрессаторы.

- Необходимо дальше изучать термобарические условия потока внутри скважины. Давление и температура остаются самыми важными параметрами в условиях образования органических отложений. Реологические параметры и состав добываемой нефти, газосодержание и характер распределения свободного газа внутри потока, работа скважинного оборудования также оказывают влияние на глубины образования кристаллогидратов и АСПО.

- Остается неизученным влияние на органические отложения в скважинном оборудовании таких параметров потока, как взаимодействие пузырьков газа, наличие в нефти естественных депрессаторов, молекулярные явления на границе раздела фаз, влияющие на агломерацию органических веществ в скважине. Всё это нуждается в дополнительных лабораторных исследованиях с применением современного оборудования.

Также в ходе работы были подготовлены две таблицы. В табл. 2 представлены основные параметры, оказывающие влияние на образование газогидратных отложений при механизированной добыче нефти. В табл. 3 представлены основные параметры, оказывающие влияние на образование АСПО при механизированной добыче нефти.

Таблица 2. Параметры, влияющие на образование гидратных отложений при механизированной добыче углеводородов (материал автора)

Table 2. Parameters affecting the formation of hydrate deposits in mechanized hydrocarbon production (author's material)

Параметры, влияющие на образование газовых гидратов Parameters affecting the formation of gas hydrates	Температура потока Flow temperature	Распределение давления Pressure distribution	Газосодержание потока Flow gas content	Наличие центров кристаллизации (химические примеси, кристаллы парафина) Presence of crystallization centers (chemical impurities, paraffin crystals)	Дросселирование Throttling	Структура потока (взаимодействие пузырьков газа, дисперсность потока) Flow structure (interaction of gas bubbles, flow dispersion)	Молекулярные явления на границе фаз Molecular phenomena at the phase boundary	Обводненность Watercut
Влияние работы УЭЦН на выбранные параметры Effect of electric submersible pump operation on selected parameters	Влияет Affects			Не влияет No effect		Влияет значительно Affects significantly	Не влияет No effect	

Таблица 3. Параметры, влияющие на образование АСПО при механизированной добыче углеводородов (материал автора)

Table 3. Parameters affecting the formation of asphaltene-resin-paraffin deposits in mechanized hydrocarbon production (author's material)

Параметры, влияющие на образование АСПО Parameters affecting ARPD formation	Температура потока Flow temperature	Распределение давления Pressure distribution	Газосодержание потока Flow gas content	Содержание смол и асфальтенов Resin and asphaltene content	Кинетика процесса (сдвиговые силы) Process kinetics (shear forces)	Структура потока Flow structure	Молекулярные явления на границе фаз (молекулярная диффузия) Molecular phenomena at the phase boundary (molecular diffusion)	Обводненность Watercut
Влияние работы УЭЦН на выбранные параметры Effect of electric submersible pump operation on selected parameters	Влияет Affects			Не влияет No effect	Влияет незначительно Little effect	Влияет Affects	Не влияет No effect	

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries / Zhenzhen Wei, Shanyu Zhu, Xiaodong Dai, Xuewu Wang, L.M. Yarpanto, I.R. Raupov // *Energy Reports*. – 2021. – V. 7. – P. 2751–2758.
2. Podoprigora D., Byazrov R., Sytnik J. The comprehensive overview of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery: status and the outlook // *Energies*. – 2022. – V. 15. – № 21. – P. 8300–8321.
3. Raupov I., Rogachev M., Sytnik J. Design of a polymer composition for the conformance control in heterogeneous reservoirs // *Energies*. – 2023. – V. 16. – № 1. – P. 515–533.
4. Effect of wax on hydrate formation in water-in-oil emulsions / Wei Wang, Qiyu Huang, Haimin Zheng, Qiuchen Wang, Dongxu Zhang, Xianwen Cheng, Rongbin Li // *Journal of Dispersion Science and Technology*. Taylor & Francis. – 2020. – V. 41. – № 12. – P. 1821–1830.
5. Wavelet analysis for evaluating the length of precast spliced piles using low strain integrity testing / E. Loseva, I. Lozovsky, R. Zhostkov, V. Syasko // *Applied Sciences*. – 2022. – V. 12. – № 21. – P. 10901–10912.
6. Study of the effect of cutting frozen soils on the supports of above-ground trunk pipelines / I.A. Shammazov, A.M. Batyrov, D.I. Sidorin, T. van Nguyen // *Applied Sciences*. – 2023. – V. 13. – № 5. – P. 3139–3157.
7. Рогачев М.К., Александров А.Н. Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 250. – № 4. – С. 596–605.
8. Воронцов А.А., Коробов Г.Ю. Повышение эффективности эксплуатации установки электроцентробежного насоса в условиях образования газогидратов // *Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: Материалы XIII Всероссийской. научно-технической конференции*. – Пермь, 2020. – Т. II. – С. 87–94.
9. Sloan E.D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates // *Nature*. – 2003. – V. 426. – № 6964. – P. 353–359.
10. Drilling in gas hydrates: managing gas appearance risks / R. Gizatullin, M. Dvoynikov, N. Romanova, V. Nikitin // *Energies*. – 2023. – V. 16. – № 5. – P. 1–13.
11. Struchkov I.A., Rogachev M.K. The challenges of waxy oil production in a Russian oil field and laboratory investigations // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 163. – P. 91–99.
12. Sandyga M.S., Struchkov I.A., Rogachev M.K. Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2020. – V. 10. – № 6. – P. 2541–2558.
13. Aleksandrov A.N., Kishchenko M.A., Nguyen Van T. Simulating the formation of wax deposits in wells using electric submersible pumps // *Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals*. – 2021. – № 1. – P. 283–295.
14. Gas hydrates in sustainable chemistry / A. Hassanpouryouzband, E. Joonaki, M. Vasheghani Farahani, S. Takeya, C. Ruppel, J. Yang, N.J. English, J.M. Schicks, K. Edlmann, H. Mehrabian, Z.M. Aman, B. Tohidi // *Chemical Society Reviews*. Royal Society of Chemistry. – 2020. – V. 49. – № 15. – P. 5225–5309.
15. Antiagglomerants affect gas hydrate growth / T. Bui, F. Sicard, D. Monteiro, Q. Lan, M. Ceglie, Ch. Burrell, A. Striolo // *Journal of Physical Chemistry Letters*. – 2018. – V. 9. – № 12. – P. 3491–3496.
16. Коробов Г.Ю., Рогачев М.К. Исследование влияния асфальтосмолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений // *Электронный Научный Журнал «Нефтегазовое Дело»*. – 2015. – № 3. – С. 162–173. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p162-173_KorobovGYu_ru.pdf (30.03.2023).
17. Multiple controlling factors for methane hydrate formation in water-continuous system / Weiqi Fu, Zhiyuan Wang, Baojiang Sun, Chuanxin Ji, Jianbo Zhang // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2019. – V. 131. – P. 757–771.
18. Prediction of equilibrium conditions for gas hydrates in the organic inhibitor aqueous solutions using a thermodynamic consistency-based model / Siguang Li, Yanjun Li, Longbin Yang, Yang Han, Zhibin Jiang // *Fluid Phase Equilibria*. – 2021. – V. 544. – P. 113–118.
19. Aman Z.M., Koh C.A. Interfacial phenomena in gas hydrate systems // *Chemical Society Reviews*. Royal Society of Chemistry. – 2016. – V. 45. – № 6. – P. 1678–1690.
20. Korobov G., Podoprigora D. Depth computation for the onset of organic sedimentation formation in the oil producing well as exemplified by the Sibirskeye oil field // *Acta Technica CSAV (Ceskoslovensk Akademie Ved)*. – 2018. – V. 63. – № 3. – P. 481–492.
21. A mechanistic heat transfer model for horizontal two-phase flow / R. Manabe, Q. Wang, H.-Q. Zhang, C. Sarica, J.P. Brill // *4th North American Conference on Multiphase Technology*. – Denver, 2004. – P. 45–63.
22. Two phase flow heat transfer analysis at different flow patterns in the wellbore / Yonghai Gao, Yanchun Cui, Boyue Xu, Baojiang Sun, Xinxin Zhao, Hao Li, Litao Chen // *Applied Thermal Engineering*. – 2017. – V. 117. – P. 544–552.
23. Coupled thermal model of wellbore and permafrost in Arctic regions / Xuerui Wang, Zhiyuan Wang, Xuejing Deng, Baojiang Sun, Yang Zhao, Weiqi Fu // *Applied Thermal Engineering*. – 2017. – V. 123. – P. 1291–1299.
24. Череповицын А.Е., Липина С.А., Евсеева О.О. Инновационный подход к освоению минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ // *Записки Горного института*. – 2018. – Т. 232. – С. 438–444.
25. Череповицын А.Е., Цветков П.С., Евсеева О.О. Критический анализ методических подходов к оценке устойчивости арктических нефтегазовых проектов // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 249. – № 5. – С. 463–478.
26. Барьеры реализации водородных инициатив в контексте устойчивого развития глобальной энергетики / В.С. Литвиненко, П.С. Цветков, М.В. Двойников, Г.В. Буслаев // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 244. – № 4. – С. 428–438.
27. Hydrate formation and deposition in a gas-dominant flowloop: Initial studies of the effect of velocity and subcooling / Z.M. Aman, M. di Lorenzo, K. Kozielski, C.A. Koh, P. Warrier, M.L. Johns, E.F. May // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2016. – V. 35. – P. 1490–1498.
28. The study of gas hydrate formation and particle transportability using a high pressure flowloop / A. AA-Majid, W. Lee, V. Srivastava, L. Chen, G. Grasso, P. Vijayamohan, P. Chaudhari, E.D. Sloan, C.A. Koh // *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. – Houston, 2016. – V. 5. – P. 4447–4460.
29. Mechanisms of gas hydrate formation and inhibition / C.A. Koh, R.E. Westacott, W. Zhang, K. Hirachand, J.L. Creek, A.K. Soper // *Fluid Phase Equilibria*. – 2002. – V. 194. – P. 143–151.
30. Schicks J.M., Luzzi-Helbing M. Kinetic and thermodynamic aspects of clathrate hydrate nucleation and growth // *Journal of Chemical and Engineering Data*. – 2015. – V. 60. – № 2. – P. 269–277.
31. Fandiño O., Ruffine L. Methane hydrate nucleation and growth from the bulk phase: Further insights into their mechanisms // *Fuel*. – 2014. – V. 117. – P. 442–449.
32. Experimental study on hydrate formation and flow characteristics with high water cuts / Shidong Zhou, Xiaokang Chen, Chengyuan He, Shuli Wang, Shuhua Zhao, Xiaofang Lv // *Energies*. – 2018. – V. 11. – № 10. – P. 1–14.
33. Guimin Y., Hao J., Qingwen K. Study on hydrate risk in the water drainage pipeline for offshore natural gas hydrate pilot production // *Frontiers in Earth Science*. – 2022. – V. 9. – P. 1–9.
34. Modelling the hydrate formation condition in consideration of hydrates structure transformation / Jingbo Gao, Qiang Sun, Zhen Xu, Yu Zhang, Yiwei Wang, Xuqiang Guo, Lanying Yang // *Chemical Engineering Science*. – 2022. – V. 251. – P. 117–129.
35. Hydrate bedding modeling in oil-dominated systems / Y. Wang, B.C. Hutchinson, M.A. Pickarts, D.C. Salmin, V. Srivastava, C.A. Koh, L.E. Zepa // *Fuel*. – 2021. – V. 289. – P. 119–132.
36. A new hydrate deposition prediction model for gas-dominated systems with free water / Zhiyuan Wang, Jianbo Zhang, Baojiang Sun, Litao Chen, Yang Zhao, Weiqi Fu // *Chemical Engineering Science*. – 2017. – V. 163. – P. 145–154.

37. Improved thermal model considering hydrate formation and deposition in gas-dominated systems with free water / Zhiyuan Wang, Jing Yu, Jianbo Zhang, Shun Liu, Yonghai Gao, Hua Xiang, Baojiang Sun // *Fuel*. – 2019. – V. 236. – P. 870–879.
38. Modeling of Hydrate Blockage in Gas-Dominated Systems / Zhiyuan Wang, Yang Zhao, Baojiang Sun, Litao Chen, Jianbo Zhang, Xuerui Wang // *Energy and Fuels*. – 2016. – V. 30. – № 6. – P. 4653–4666.
39. Flow assurance during deepwater gas well testing: Hydrate blockage prediction and prevention / Zhiyuan Wang, Yang Zhao, Jianbo Zhang, Shaowei Pan, Jing Yu, Baojiang Sun // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – V. 163. – P. 211–216.
40. Khamehchi E., Shamohammadi E., Yousefi S.H. Predicting the hydrate formation temperature by a new correlation and neural network // *Gas Processing Journal*. – 2013. – V. 1. – № 1. – P. 41–50.
41. Prediction of methane hydrate formation conditions in salt water using machine learning algorithms / Hongfei Xu, Zeren Jiao, Zhuran Zhang, Mitchell Huffman, Qingsheng Wang // *Computers and Chemical Engineering*. – 2021. – V. 151. – P. 107358–107366.
42. Decomposition kinetics and self-preservation of methane hydrate particles in crude oil dispersions: experiments and theory / A.A. Sizikov, V.A. Vlasov, A.S. Stoporev, A.Y. Manakov // *Energy & Fuels*. – 2019. – V. 33. – № 12. – P. 12353–12365.
43. Unusual self-preservation of methane hydrate in oil suspensions / A.S. Stoporev, A.Yu. Manakov., L.K. Altunina, F.V. Bogoslovsky, L.A. Strelets, E.Ya. Aladko // *Energy & Fuels*. – 2014. – V. 28. – № 2. – P. 794–802.
44. Investigation of the influences of asphaltene deposition on oilfield development using reservoir simulation / D.S. Tananykhin, I.A. Struchkov, A. Khormali, P.V. Roschin // *Petroleum Exploration and Development*. PetroChina. – 2022. – V. 49. – № 5. – P. 1138–1149.
45. Leontaritis K.J. Wax deposition envelope of gas condensates // *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. – Houston, 1997. – V. 3. – P. 341–348.
46. Ragunathan T., Husin H., Wood C.D. Wax formation mechanisms, wax chemical inhibitors and factors affecting chemical inhibition // *Applied Sciences (Switzerland)*. – 2020. – V. 10. – № 2. – P. 1–18.
47. Adeyanju O.A., Oyekunle L.O. Experimental study of wax deposition in a single phase sub-cooled oil pipelines // *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. SPE. – Lagos, 2013. – P. 1–18.
48. Sousa A.M., Matos H.A., Guerreiro L. Wax deposition mechanisms and the effect of emulsions and carbon dioxide injection on wax deposition: Critical review // *Petroleum*. – 2020. – V. 6. – № 3. – P. 215–225.
49. Rocha T.S., Costa G.M., Embiruçu M. Modeling wax appearance temperature // *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. – Quito, 2015. – P. 18–20.
50. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2019. – V. 9. – № 3. – P. 2091–2107.
51. Study on waxy crudes characterisation and chemical inhibitor assessment / Nura Makwashi, Donglin Zhao, Mukhtar Abdulkadir, Tariq Ahmed, Ishaka Muhammad // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 204. – P. 108734–108750.
52. Khaibullina K.S., Korobov G.Y., Lekomtsev A.V. Development of an asphalt-resin-paraffin deposits inhibitor and substantiation of the technological parameters of its injection into the bottom-hole formation zone // *Periodico Tche Quimica*. – 2020. – V. 17. – № 34. – P. 769–781.
53. Khaibullina K.S., Sagirova L.R., Sandyga M.S. Substantiation and selection of an inhibitor for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits // *Periodico Tche Quimica*. – 2020. – V. 17. – № 34. – P. 541–551.
54. Korobov G., Raupov I. Study of adsorption and desorption of asphaltene sediments inhibitor in the bottomhole formation zone // *International Journal of Applied Engineering Research*. – 2017. – V. 12. – № 2. – P. 267–272.
55. Nurgalieva K.S., Saychenko L.A., Riazhi M. Improving the efficiency of oil and gas wells complicated by the formation of asphalt-resin-paraffin deposits // *Energies*. – 2021. – V. 14. – № 20. – P. 6673–6689.
56. Investigation of delayed formation of wax deposits in polyethylene pipe using a flow-loop / Rongbin Li, Qiyu Huang, Xiangrui Zhu, Dongxu Zhang, Yang Lv, R.G. Larson // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2021. – V. 196. – P. 108104–108115.
57. Юдин П.Е., Богатов М.В. Моделирование процесса выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб с покрытием и без на лабораторном циркуляционном стенде // *Нефтегазовое дело*. – 2021. – Т. 19. – № 2. – С. 97–104.
58. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines // *Petroleum Science*. – 2019. – V. 16. – № 3. – P. 619–631.
59. Kovrigin L., Kukharchuk I. Automatic control system for removal of paraffin deposits in oil well in permafrost region by thermal method // *Chemical Engineering Research and Design*. – 2016. – V. 115. – P. 116–121.
60. Голубев И.А., Голубев А.В., Лаптев А.Б. Практика применения аппаратов магнитной обработки для интенсификации процессов первичной подготовки нефти // *Записки Горного института*. – 2020. – Т. 245. – № 1. – С. 554–560.
61. Zhu J., Zhang H.Q. A review of experiments and modeling of gas-liquid flow in electrical submersible pumps // *Energies*. – 2018. – V. 11. – № 1. – P. 180–221.
62. Modeling flow pattern transitions in electrical submersible pump under gassy flow conditions / Jianjun Zhua, Jiecheng Zhang, Guangqiang Cao, Qingqi Zhao, Jianlin Peng, Haiwen Zhu, Hong-Quan Zhang // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – V. 180. – P. 471–484.
63. Merys S., Aydin H., Eren T. Design of electrical submersible pumps in methane hydrate production wells: A case study in Nankai trough methane hydrates // *Upstream Oil and Gas Technology*. – 2020. – V. 5. – P. 100023–100037.
64. Heat dissipation of the Electrical Submersible Pump (ESP) installed in a subsea skid / J.R. Martins, D. da Cunha Ribeiro, F. de Assis Ressel Pereira, M.P. Ribeiro, O.J. Romero // *Oil and Gas Science and Technology*. – 2020. – V. 75. – P. 1–13.
65. Lin J. Research on formation prediction model of gas hydrate // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2021. – V. 651. – № 3. – P. 32–41.
66. Rogachev M.K., Nguyen Van T., Aleksandrov A.N. Technology for preventing the wax deposit formation in gas-lift wells at offshore oil and gas fields in Vietnam // *Energies*. – 2021. – V. 14. – № 16. – P. 5016–5035.
67. A comprehensive method for determining the dewaxing interval period in gas lift wells / N. Van Thang, Ph. Thanh Vinh, M.K. Rogachev, G.Yu. Korobov, D.V. Parfenov, A.O. Zhurkevich, Sh.R. Islamov // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. – 2023. – V. 13. – № 4. – P. 1163–1179.
68. Investigation into optimization condition of thermal stimulation for hydrate dissociation in the sandy reservoir / Jing-Chun Feng, Yi Wang, Xiao-Sen Li, Zhao-Yang Chen, Gang Li, Yu Zhang // *Applied Energy*. – 2015. – V. 154. – P. 995–1003.
69. Van T.N., Aleksandrov A.N., Rogachev M.K. An extensive solution to prevent wax deposition formation in gas-lift wells // *Journal of Applied Engineering Science*. – 2022. – V. 20. – № 1. – P. 264–275.
70. Narrowing the gap between laboratory and oilfield using real-time paraffin fouling measurement / Ch. Russell, L. Padula, S. Gon, E. Pohl, A. Neilson, R. Sharpe // *Energy and Fuels*. – 2019. – V. 33. – № 6. – P. 5216–5229.
71. Re-evaluating the wax flow assurance chemical mitigation strategy for a major deepwater oil pipeline in Malaysia yields significant benefits / Marsidi Nurul Ashikin, Bak Amir Sani Abdul, M.M. Nawi Shakir, Lajawai Maxwell Tommie, Istiyarso Istiyarso, Norhamidi Muhamad Kelly Craig, Gusting Karlos // *Society of Petroleum Engineers – SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. – Bali, 2019. – P. 1–26.
72. Well killing technology before workover operation in complicated conditions / D.V. Mardashov, M.K. Rogachev, Yu.V. Zeigman, V.V. Mukhametshin // *Energies*. – 2021. – V. 14. – № 3. – P. 654–669.
73. Mardashov D.V. Development of blocking compositions with a bridging agent for oil well killing in conditions of abnormally low formation pressure and carbonate reservoir rocks // *Journal of Mining Institute*. – 2021. – V. 251. – № 3. – P. 667–677.

74. Mardashov D., Bondarenko A., Raupov I. Technique for calculating technological parameters of non-Newtonian liquids injection into oil well during workover // Journal of Mining Institute. – 2022. – V. 258. – P. 881–894.
75. Nasir Q., Suleman H., Elsheikh Y.A. A review on the role and impact of various additives as promoters/ inhibitors for gas hydrate formation // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – V. 76. – P. 103211–103235.

Поступила: 14.04.2023 г.

Прошла рецензирование: 22.05.2023 г.

Информация об авторах

Коробов Г.Ю., кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета.

Воронцов А.А., аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Санкт-Петербургского горного университета.

UDC 622.276

STUDY OF CONDITIONS FOR GAS HYDRATE AND ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS FORMATION IN MECHANIZED OIL PRODUCTION

Grigory Y. Korobov¹,
korobovgrigory@yandex.ru

Andrey A. Vorontsov¹,
andrey-vorontsov98@yandex.ru

¹ Saint Petersburg Mining University,
2, 21st line of Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russia.

The relevance of the research is caused by the lack of study of gas hydrates and asphaltene-resin-paraffin deposits formation in the borehole space. The properties of the organic deposits formed significantly depend on conditions of their formation. Accordingly, more accurate understanding of principle of deposits formation allows predicting their agglomeration and selecting effective ways to combat the deposition of gas hydrates and asphaltene-resin-paraffin deposits. In addition, information presented in the article makes it possible to evaluate the effect of the main factors influencing the conditions of gas hydrates and asphaltene-resin-paraffin deposits formation. There is an opportunity to point out the most important factors, which can be controlled by changing the parameters of the downhole equipment. These studies can help to optimize selection of downhole equipment parameters in the conditions of organic deposits formation.

The main aim of the research is to analyze the conditions of gas hydrate and asphaltene-resin-paraffin deposits formation in production well; to analyze the results of previous studies on the factors affecting the formation of gas hydrates and asphaltene-resin-paraffin deposits in the borehole space.

Objects: factors affecting formation of gas hydrates and asphaltene-resin-paraffin deposits on inner surface of the oilfield equipment.

Methods: literature review of publications in peer-reviewed journals; analysis of the results of previous studies, formulation of main ideas and trends, identifying gaps and shortcomings of existing researches.

Results. The paper describes the main mechanisms of gas hydrates and asphaltene-resin-paraffin deposits formation on inner surface of the oilfield equipment and introduces a review of previous studies devoted to the analysis of formation mechanisms of asphaltene-resin-paraffin deposits and gas hydrates. The analysis revealed gaps and assumptions in the theory of formation of gas hydrates and asphaltene-resin-paraffin deposits, which require further study of their formation principles. The main factors that depend on the operation of downhole equipment, as well as affecting the formation of organic deposition are analyzed: thermal baric conditions, gas content, throttling, watering, molecular phenomena. These factors are summarized in separate tables.

Key words:

Gas hydrates, asphaltene-resin-paraffin deposits, electric centrifugal pump unit, well thermobaric conditions, asphaltene-resin-paraffin deposits and gas hydrate formation factors.

REFERENCES

1. Zhenzhen Wei, Shanyu Zhu, Xiaodong Dai, Xuewu Wang, Lis M. Yapanto, Inzir Ramilevich Raupov. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries. *Energy Reports*, 2021, vol. 7, pp. 2751–2758.
2. Podoprighora D., Byazrov R., Sytnik J. The comprehensive overview of large-volume surfactant slugs injection for enhancing oil recovery: status and the outlook. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 21, pp. 8300–8321.
3. Raupov I., Rogachev M., Sytnik J. Design of a polymer composition for the conformance control in heterogeneous reservoirs. *Energies*, 2023, vol. 16, no. 1, pp. 515–533.
4. Wei Wang, Qiyu Huang, Haimin Zheng, Qiuchen Wang, Dongxu Zhang, Xianwen Cheng, Rongbin Li. Effect of wax on hydrate formation in water-in-oil emulsions. *Journal of Dispersion Science and Technology*. Taylor & Francis, 2020, vol. 41, no. 12, pp. 1821–1830.
5. Loseva E., Lozovsky I., Zhostkov R., Syasko V. Wavelet analysis for evaluating the length of precast spliced piles using low strain integrity testing. *Applied Sciences*, 2022, vol. 12, no. 21, pp. 10901–10912.
6. Shammazov I.A., Batyrov A.M., Sidorkin D.I., Van Nguyen T. Study of the effect of cutting frozen soils on the supports of above-ground trunk pipelines. *Applied Sciences*, 2023, vol. 13, no. 5, pp. 3139–3157.
7. Rogachev M.K., Aleksandrov A.N. Justification of a comprehensive technology for preventing the formation of asphalt-resin-paraffin deposits during the production of highly paraffinic oil by electric submersible pumps from multiformation deposits. *Journal of Mining Institute*, 2021. vol. 250, no. 4, pp. 596–605.
8. Vorontsov A.A., Korobov G.Yu. Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii ustanovki elektrosentrobezhnogo nasosa v usloviyakh obrazovaniya gazogidratov [Increasing the efficiency of operation of the electrical submersible pump unit in conditions of gas hydrates formation]. *Problemy razrabotki mestorozhdeniy uglevodородnykh i rudnykh poleznykh iskopaemykh. Materialy XIII Vserossiyskoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii* [Problems of development of hydrocarbon and ore mineral resources. Materials of the XIII All-Russian scientific and technical conference]. Perm, 2020. Vol. 2, pp. 87–94.
9. Sloan E.D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates. *Nature*, 2003, vol. 426, no. 6964, pp. 353–359.
10. Gizatullin R., Dvoynikov M., Romanova N., Nikitin V. Drilling in gas hydrates: managing gas appearance risks. *Energies*, 2023, vol. 16, no. 5, pp. 1–13.
11. Struchkov I.A., Rogachev M.K. The challenges of waxy oil production in a Russian oil field and laboratory investigations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 163, pp. 91–99.
12. Sandyga M.S., Struchkov I.A., Rogachev M.K. Formation damage induced by wax deposition: laboratory investigations and modeling. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, no. 6, pp. 2541–2558.
13. Aleksandrov A.N., Kishchenko M.A., Nguyen Van T. Simulating the formation of wax deposits in wells using electric submersible pumps. *Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals*, 2021, no.1, pp. 283–295.
14. Hassanpouryouzband A., Joonaki E., Vasheghani Farahani M., Takeya S., Ruppel C., Yang J., English N.J., Schicks J.M., Edlmann K., Mehrabian H., Aman Z.M., Tohidi B. Gas hydrates in sustainable chemistry. *Chemical Society Reviews*. Royal Society of Chemistry, 2020, vol. 49, no. 15, pp. 5225–5309.

15. Bui T., Sicard F., Monteiro D., Lan Q., Ceglie M., Burrell Ch., Striolo A. Antiagglomerants affect gas hydrate growth. *Journal of Physical Chemistry Letters*, 2018, vol. 9, no. 12, pp. 3491–3496.
16. Korobov G.Yu., Rogachev M.K. Issledovanie vliyaniya asfaltosmolistykh komponentov v nefti na protsess obrazovaniya asfaltosmoloparaffinovykh otlozheniy [Research of influence of asphaltene-resin substances into oil on the formation of asphaltene-paraffin deposition]. *Setevoe izdanie «Neftegazovoe delo» Network Journal «Oil and Gas Business»*, 2015, vol. 3, pp. 162–173. Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/3_2015/ogbus_3_2015_p162-173_KorobovGYu_ru.pdf (accessed 30 March 2023).
17. Weiqi Fu, Zhiyuan Wang, Baojiang Sun, Chuanxin Ji, Jianbo Zhang. Multiple controlling factors for methane hydrate formation in water-continuous system. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2019, vol. 131, pp. 757–771.
18. Siguang Li, Yanjun Li, Longbin Yang, Yang Han, Zhibin Jiang. Prediction of equilibrium conditions for gas hydrates in the organic inhibitor aqueous solutions using a thermodynamic consistency-based model. *Fluid Phase Equilibria*, 2021, vol. 544, pp. 113–118.
19. Aman Z.M., Koh C.A. Interfacial phenomena in gas hydrate systems. *Chemical Society Reviews*. Royal Society of Chemistry, 2016, vol. 45, no. 6, pp. 1678–1690.
20. Korobov G., Podoprigora D. Depth computation for the onset of organic sedimentation formation in the oil producing well as exemplified by the Sibirskoye oil field. *Acta Technica CSAV (Ceskoslovenska Akademie Ved)*, 2018, vol. 63, no. 3, pp. 481–492.
21. Ryo Manabe, Qian Wang, Hong-Quan Zhang, Cem Sarica, Brill J.P. A mechanistic heat transfer model for horizontal two-phase flow. *4th North American Conference on Multiphase Technology*. Denver, 2004, pp. 45–63.
22. Yonghai Gao, Yanchun Cui, Boyue Xu, Baojiang Sun, Xinxin Zhao, Hao Li, Litao Chen. Two phase flow heat transfer analysis at different flow patterns in the wellbore. *Applied Thermal Engineering*, 2017, vol. 117, pp. 544–552.
23. Xuerui Wang, Zhiyuan Wang, Xuejing Deng, Baojiang Sun, Yang Zhao, Weiqi Fu. Coupled thermal model of wellbore and permafrost in Arctic regions. *Applied Thermal Engineering*, 2017, vol. 123, pp. 1291–1299.
24. Cherepovitsyn A.E., Lipina S., Evseeva O. Innovative approach to the development of mineral raw materials of the arctic zone of the Russian Federation. *Journal of Mining Institute*, 2018, vol. 232, pp. 438–444.
25. Cherepovitsyn A.E., Tsvetkov P.S., Evseeva O.O. Critical analysis of methodological approaches to assessing sustainability of arctic oil and gas projects. *Journal of Mining Institute*, vol. 249, no. 5, pp. 463–478.
26. Litvinenko V., Tsvetkov P., Dvoynikov M., Buslaev G. Barriers to implementation of hydrogen initiatives in the context of global energy sustainable development. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 244, no. 4, pp. 428–438.
27. Aman Z.M., Di Lorenzo M., Kozielski K., Koh C.A., Warrior P., Johns M.L., May E.F. Hydrate formation and deposition in a gas-dominant flowloop: Initial studies of the effect of velocity and subcooling. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 35, pp. 1490–1498.
28. AA-Majid A., Lee W., Srivastava V., Chen L., Grasso G., Vijayamohan P., Chaudhari P., Sloan E.D., Koh C.A. The study of gas hydrate formation and particle transportability using a high pressure flowloop. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. Houston, 2016. Vol. 5, pp. 4447–4460.
29. Koh C.A., Westacott R.E., Zhang W., Hirachand K., Creek J.L., Soper A.K. Mechanisms of gas hydrate formation and inhibition. *Fluid Phase Equilibria*, 2002, vol. 194, pp. 143–151.
30. Schicks J.M., Luzi-Helbing M. Kinetic and thermodynamic aspects of clathrate hydrate nucleation and growth. *Journal of Chemical and Engineering Data*, 2015, vol. 60, no. 2, pp. 269–277.
31. Fandiño O., Ruffine L. Methane hydrate nucleation and growth from the bulk phase: further insights into their mechanisms. *Fuel*, 2014, vol. 117, pp. 442–449.
32. Shidong Zhou, Xiaokang Chen, Chengyuan He, Shuli Wang, Shuhua Zhao, Xiaofang Lv. Experimental study on hydrate formation and flow characteristics with high water cuts. *Energies*, 2018, vol. 11, no. 10, pp. 1–14.
33. Guimin Y., Hao J., Qingwen K. Study on hydrate risk in the water drainage pipeline for offshore natural gas hydrate pilot production. *Frontiers in Earth Science*, 2022, vol. 9, pp. 1–9.
34. Jingbo Gao, Qiang Sun, Zhen Xu, Yu Zhang, Yiwei Wang, Xuqiang Guo, Lanying Yang. Modelling the hydrate formation condition in consideration of hydrates structure transformation. *Chemical Engineering Science*, 2022, vol. 251, pp. 117–129.
35. Wang Y., Hutchinson B.C., Pickarts M.A., Salmin D.C., Srivastava V., Koh C.A., Zepa L.E. Hydrate bedding modeling in oil-dominated systems. *Fuel*, 2021, vol. 289, pp. 119–132.
36. Zhiyuan Wang, Jianbo Zhang, Baojiang Sun, Litao Chen, Yang Zhao, Weiqi Fu. A new hydrate deposition prediction model for gas-dominated systems with free water. *Chemical Engineering Science*, 2017, vol. 163, pp. 145–154.
37. Zhiyuan Wang, Jing Yu, Jianbo Zhang, Shun Liu, Yonghai Gao, Hua Xiang, Baojiang Sun. Improved thermal model considering hydrate formation and deposition in gas-dominated systems with free water. *Fuel*, 2019, vol. 236, pp. 870–879.
38. Zhiyuan Wang, Yang Zhao, Baojiang Sun, Litao Chen, Jianbo Zhang, Xuerui Wang. Modeling of Hydrate Blockage in Gas-Dominated Systems. *Energy and Fuels*, 2016, vol. 30, no. 6, pp. 4653–4666.
39. Zhiyuan Wang, Yang Zhao, Jianbo Zhang, Shaowei Pan, Jing Yu, Baojiang Sun. Flow assurance during deepwater gas well testing: Hydrate blockage prediction and prevention. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol. 163, pp. 211–216.
40. Khomehchi E., Shamohammadi E., Yousefi S.H. Predicting the hydrate formation temperature by a new correlation and neural network. *Gas Processing Journal*, 2013, vol. 1, no. 1, pp. 41–50.
41. Hongfei Xu, Zeren Jiao, Zhuoran Zhang, Mitchell Huffman, Qingsheng Wang. Prediction of methane hydrate formation conditions in salt water using machine learning algorithms. *Computers and Chemical Engineering*, 2021, vol. 151, pp. 107358–107366.
42. Sizikov A.A., Vlasov V. A., Stoporev A. S., Manakov A. Y. Decomposition kinetics and self-preservation of methane hydrate particles in crude oil dispersions: experiments and theory. *Energy & Fuels*, 2019, vol. 33, no. 12, pp. 12353–12365.
43. Stoporev A.S., Manakov A.Yu., Altunina L.K., Bogoslovsky F.V., Strelets L.A., Aladko E.Ya. Unusual Self-Preservation of Methane Hydrate in Oil Suspensions. *Energy & Fuels*, 2014, vol. 28, no. 2, pp. 794–802.
44. Tananykhin D.S., Struchkov I.A., Khormali A., Roschin P.V. Investigation of the influences of asphaltene deposition on oilfield development using reservoir simulation. *Petroleum Exploration and Development*. *PetroChina*, 2022, vol. 49, no. 5, pp. 1138–1149.
45. Leontaritis K.J. Wax deposition envelope of gas condensates. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*. Houston, 1997. Vol. 3, pp. 341–348.
46. Ragnathan T., Husin H., Wood C.D. Wax formation mechanisms, wax chemical inhibitors and factors affecting chemical inhibition. *Applied Sciences (Switzerland)*, 2020, vol. 10, no. 2, pp. 1–18.
47. Adeyanju O.A., Oyekunle L.O. Experimental Study of Wax Deposition in a Single Phase Sub-cooled Oil Pipelines. *Nigeria Annual International Conference and Exhibition*. SPE. Lagos, 2013. pp. 1–18.
48. Sousa A.M., Matos H.A., Guerreiro L. Wax deposition mechanisms and the effect of emulsions and carbon dioxide injection on wax deposition: critical review. *Petroleum*, 2020, vol. 6, no. 3, pp. 215–225.
49. Rocha T.S., Costa G.M., Embiruçu M. Modeling wax appearance temperature. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Quito, 2015. pp. 18–20.
50. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019, vol. 9, no. 3, pp. 2091–2107.
51. Nura Makwashi, Donglin Zhao, Mukhtar Abdulkadir, Tariq Ahmed, Ishaka Muhammad. Study on waxy crudes characterisation and chemical inhibitor assessment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 204, pp. 108734–108750.
52. Khaibullina K.S., Korobov G.Y., Lekontsev A.V. Development of an asphalt-resin-paraffin deposits inhibitor and substantiation of the technological parameters of its injection into the bottom-hole formation zone. *Periodico Tche Quimica*, 2020, vol. 17, no. 34, pp. 769–781.
53. Khaibullina K.S., Sagirova L.R., Sandyga M.S. Substantiation and selection of an inhibitor for preventing the formation of asphalt-

- resin-paraffin deposits. *Periodico Tche Quimica*, 2020, vol. 17, no. , pp. 541–551.
54. Korobov G., Raupov I. Study of adsorption and desorption of asphaltene sediments inhibitor in the bottomhole formation zone. *International Journal of Applied Engineering Research*, 2017, vol. 12, no. 2, pp. 267–272.
 55. Nurgalieva K.S., Saychenko L.A., Riazzi M. Improving the efficiency of oil and gas wells complicated by the formation of asphalt-resin-paraffin deposits. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 20, pp. 6673–6689.
 56. Rongbin Li, Qiyu Huang, Xiangrui Zhu, Dongxu Zhang, Yang Lv, Ronald G. Larson. Investigation of delayed formation of wax deposits in polyethylene pipe using a flow-loop. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 196, pp. 108104–108115.
 57. Yudin P.E., Bogatov M.V. Modeling of asphalt-resin-paraffin deposition on the inner surface of tubing pipes with and without coating at a laboratory circulation bench. *Petroleum Engineering*, 2021, vol. 19, no. 2, pp. 97–104.
 58. Bai J., Jin X., Wu J.T. Multifunctional anti-wax coatings for paraffin control in oil pipelines. *Petroleum Science*, 2019, vol. 16, no. 3, pp. 619–631.
 59. Kovrigin L., Kukharchuk I. Automatic control system for removal of paraffin deposits in oil well in permafrost region by thermal method. *Chemical Engineering Research and Design*, 2016, vol. 115, pp. 116–121.
 60. Golubev I., Golubev A. V., Laptev A.B. Practice of using the magnetic treatment devices to intensify the processes of primary oil treating. *Journal of Mining Institute*, 2020, vol. 245, no. 1, pp. 554–560.
 61. Zhu J., Zhang H.Q. A review of experiments and modeling of gas-liquid flow in electrical submersible pumps. *Energies*, 2018, vol. 11, no. 1, pp. 180–221.
 62. Jianjun Zhua, Jiecheng Zhang, Guangqiang Cao, Qingqi Zhao, Jianlin Peng, Haiwen Zhu, Hong-Quan Zhang. Modeling flow pattern transitions in electrical submersible pump under gassy flow conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 180, pp. 471–484.
 63. Merey S., Aydin H., Eren T. Design of electrical submersible pumps in methane hydrate production wells: A case study in Nankai trough methane hydrates. *Upstream Oil and Gas Technology*, 2020, vol. 5, pp. 100023–100037.
 64. Martins J.R., Da Cunha Ribeiro D., De Assis Ressel Pereira F., Ribeiro M.P., Romero O.J. Heat dissipation of the Electrical Submersible Pump (ESP) installed in a subsea skid. *Oil and Gas Science and Technology*, 2020, vol. 75, pp. 1–13.
 65. Lin J. Research on formation prediction model of gas hydrate. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2021, vol. 651, no. 3, pp. 32–41.
 66. Rogachev M.K., Nguyen Van T., Aleksandrov A.N. Technology for preventing the wax deposit formation in gas-lift wells at offshore oil and gas fields in Vietnam. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 16, pp. 5016–5035.
 67. Van Thang N., Thanh Vinh Ph., Rogachev M.K., Korobov G.Yu., Parfenov D.V., Zhurkevich A.O., Islamov Sh.R. A comprehensive method for determining the dewaxing interval period in gas lift wells. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. Springer International Publishing*, 2023, vol. 13, no. 4, pp. 1163–1179.
 68. Jing-Chun Feng, Yi Wang, Xiao-Sen Li, Zhao-Yang Chen, Gang Li, Yu Zhang. Investigation into optimization condition of thermal stimulation for hydrate dissociation in the sandy reservoir. *Applied Energy*, 2015, vol. 154, pp. 995–1003.
 69. Van T.N., Aleksandrov A.N., Rogachev M.K. An extensive solution to prevent wax deposition formation in gas-lift wells. *Journal of Applied Engineering Science*, 2022, vol. 20, no. 1, pp. 264–275.
 70. Russell Ch., Padula L., Gon S., Pohl E., Neilson A., Sharpe R. Narrowing the gap between laboratory and oilfield using real-time paraffin fouling measurement. *Energy and Fuels*, 2019, vol. 33, no. 6, pp. 5216–5229.
 71. Marsidi Nurul Ashikin, Bak Amir Sani Abdul, Nawi Shakir M.M., Lajawai Maxwell Tommie, Istiyarso Istiyarso, Norhamidi Muhammad Kelly Craig, Gusting Karlos. Re-evaluating the wax flow assurance chemical mitigation strategy for a major deepwater oil pipeline in Malaysia yields significant benefits. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Bali, 2019. pp. 1–26.
 72. Mardashov D.V., Rogachev M.K., Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.V. Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 3, pp. 654–669.
 73. Mardashov D.V. Development of blocking compositions with a bridging agent for oil well killing in conditions of abnormally low formation pressure and carbonate reservoir rocks. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 251, no. 3, pp. 667–677.
 74. Mardashov D., Bondarenko A., Raupov I. Technique for calculating technological parameters of non-Newtonian liquids injection into oil well during workover. *Journal of Mining Institute*, 2022, vol. 258, pp. 881–894.
 75. Nasir Q., Suleman H., Elsheikh Y.A. A review on the role and impact of various additives as promoters/inhibitors for gas hydrate formation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, vol. 76, pp. 103211–103235.

Received: 14 April 2023.

Reviewed: 22 May 2023.

Information about the authors

Grigory Y. Korobov, Cand. Sc., associate professor, Saint Petersburg Mining University.

Andrey A. Vorontsov, postgraduate student, Saint Petersburg Mining University.