

ЛОБАНОВ АЛЕКСЕЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИИ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ  
ВЕЩЕСТВ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ ПЛАСТОВОЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ  
И ЖИДКОГО CO<sub>2</sub> ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОГО  
ВОЗДЕЙСТВИЯ УГЛЕКИСЛОТОЙ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова».

**Научный руководитель:** **Золотухин Анатолий Борисович**  
доктор технических наук, профессор

**Официальные оппоненты:** **Гуськова Ирина Алексеевна**  
доктор технических наук, доцент, профессор кафедры  
Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений  
Государственного бюджетного образовательного учреждения  
высшего образования «Альметьевский государственный  
нефтяной институт»

**Дуркин Сергей Михайлович**  
кандидат. технических наук, доцент кафедры разработки и  
эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной  
гидромеханики (РЭНГМ и ПГ) Федерального государственного  
бюджетного образовательного учреждения высшего  
образования «Ухтинский государственный технический  
университет»

**Ведущая организация:** Акционерное общество «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова»

Защита состоится

на заседании диссертационного совета Д 002.076.01 при Институте проблем нефти и газа  
Российской Академии наук (ИПНГ РАН) по адресу: 119333, г. Москва, ул. Губкина, дом 3.

С диссертацией можно ознакомиться у ученого секретаря ИПНГ РАН и на сайте ИПНГ РАН  
<http://www.ipng.ru>

Автореферат разослан

Ученый секретарь

диссертационного совета Д 002.076.01

кандидат технических наук

Баганова М.Н.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность работы

Закачка углекислого газа в нефтегазовые пласты является одним из перспективных методов повышения нефтеотдачи как с точки зрения эффективности углекислоты как вытесняющего агента, так и с точки зрения экологичного захоронения углекислого газа с целью снижения воздействия на окружающую среду. В силу объективных причин, а именно, по наличию легкодоступных источников углекислого газа, лидером по количеству проектов закачки углекислоты и объему извлекаемых с их помощью запасов были и остаются США. Реализация углекислотных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) в Советском Союзе была ограничена в силу необходимости промышленного производства углекислоты и огрехов в планировании, которые привели к срыву многих проектов. Всего в СССР было реализовано 8 крупных проектов; объем вовлечённых в разработку геологических запасов был оценен в 61 млн. т, что составило 8% от общей добычи нефти за счет реализации МУН. В настоящее время в Российской Федерации крупных проектов не ведется, однако интерес к данным методам постепенно растет. Без сомнения, дальнейшее ухудшение балансовых запасов нефти и общий промышленный подъем производства в России приведет к тому, что, рано или поздно, углекислотные МУН будут широко реализованы и на отечественных месторождениях. Согласно оценкам специалистов Гипростокнефти, основным режимом вытеснения в этом случае станет несмешивающееся вытеснение нефти углекислотой в жидком виде.

Исследования взаимодействия пластовых флюидов с газом закачки является неотъемлемой частью научного сопровождения газовых МУН. Эти исследования должны решать двуединую задачу: с одной стороны, обеспечивать данными по фазовым равновесиям и свойствам фаз, которые могут быть использованы при адаптации композиционной модели флюидов для геолого-гидродинамического моделирования, и, с другой стороны, прогнозировать те осложнения, которые могут возникнуть при закачке газа в пласт. Большой вклад в описании поведения систем «пластовые нефти – углекислый газ» внесли . Большой вклад в описании поведения систем «пластовые нефти – углекислый газ» внесли Амерханов И.М., Еремин Н.А., Ермаков П.П. Желтов Ю.П., Намиот А.Ю., Райхман Б.Н., Фаловский В.И., Штоф М.Д., Chung F.T.H., Gardner J.W., Holm L.R.W., Josendal V.A., Kokal S.L., Li X., Orr F.M., Patel P.D., Silva M.K., Stalkup F.I. и др. Однако, несмотря на хорошо описанные закономерности массообмена между фазами углекислого газа и нефти, свойства совместно сосуществующих жидких фаз в двухфазной области описано недостаточно. При этом этот вопрос является ключевым для описания совместного движения фаз в пластовых условиях.

Одной из проблем, связанных с реализацией углекислотных МУН, является возможное выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ в процессах динамического массообмена при

вытеснении нефти углекислотой. Эти явления могут привести к кольматации порового пространства пласта, изменению его смачиваемости, стабилизации водонефтяных эмульсий и другим негативным явлениям. Неоценимый вклад в описание поведения асфальто-смоло-парафиновых веществ Андреева Л.Н., Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Ганеева Ю.М., Девликамов В.В., Захаров М.Ю., Кабиров М.М., Мазепа Б.А., Поконова Ю.В., Романов Г.В., Сафиева Р.З., Сергиенко С.Р., Сюняев З.И., Сюняев Р.З., Тронов В.П., Угнер Ф.Г., Хабибуллин З.А., Юсупова Т.Н., Akbarzadeh K., Boer R.B., Buenrostro- Gonzalez E., Deo M., Fahim M.A., Firoozabadi A., Gonzalez D.L., Hammami A., Hirschberg A., Jamaluddin A., Leontaritis K.J., Mansoori G., Mullins O.C., Pedersen K.S. и многие другие. Несмотря на большие успехи в описании природы АСПВ и механизмов их фазовых переходов, отмечается ограниченность информации по фазовому поведению пластовых нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол «in situ» (в пласте). В подавляющем большинстве случаев исследователи рассматривают модельные растворы и дегазированные нефти; однако, как отмечает ряд авторитетных исследователей, напрямую переносить эти данные на пластовые условия некорректно. Не раскрыт вопрос возможности экстрагирования асфальто-смолистых веществ в жидкие углекислотные фазы; между тем, этот важнейший вопрос имеет непосредственное отношение к тому, будут ли легкие углекислотные фазы участвовать в образовании асфальто-смоло-парафиновых отложений. Слабо раскрыт вопрос влияния углекислоты на вязкоупругие структурные сетки пластовых высоковязких нефтей – то есть, собственно, вопрос выпадения асфальто-смоло-парафиновых веществ в нефтяных дисперсных системах. Данная работа посвящена раскрытию этих и других вопросов.

### **Цель работы**

Выявление закономерностей физико-химического взаимодействия пластовой нефти с жидким углекислым газом и описание механизма седиментации асфальто-смоло-парафиновых веществ, инициированного этим взаимодействием при применении методов повышения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть.

### **Основные задачи исследования**

1. Обобщить и проанализировать современные представления о фазовом поведении асфальтенов и парафинов пластовых нефтей и физико-химических процессах взаимодействия пластовых нефтей и жидкого углекислого газа при реализации методов повышения нефтеотдачи пласта.

2. Исследовать процесс массообмена в системе «жидкий углекислый газ – пластовая высоковязкая нефть» и свойства образующихся фаз;

3. Исследовать процесс седиментации асфальто-смоло-парафиновых веществ в процессах взаимодействия жидкого углекислого газа и пластовой высоковязкой нефти;

4. Разработать методики проведения гравиметрического и визуального анализа седиментации асфальто-смоло-парафиновых веществ в двухфазных жидкожидкостных системах.

#### **Научная новизна выполненных исследований**

1. Получены новые сведения о массообмене между пластовой высоковязкой нефтью и жидкой углекислотой. Доказана возможность экстрагирования асфальто-смолистых веществ жидкой углекислотой. Экспериментально доказана возможность участия углекислотной фазы в выпадении асфальто-смоло-парафиновых веществ.

2. Получены новые сведения об объемном и фазовом поведении системы «пластовая высоковязкая нефть – жидкий углекислый газ» и свойствах фаз в процессах несмешивающегося взаимодействия. Показано, что изменение свойств фаз определяется динамикой экстракции компонентов нефти в жидкую углекислоту и имеет нелинейный характер при различных ее концентрациях.

3. Описан механизм седиментации асфальто-смоло-парафиновых веществ в процессах несмешивающегося взаимодействия пластовой высоковязкой нефти и жидкой углекислоты.

#### **Практическая значимость выполненных исследований**

1. Созданы и проанализированы методики проведения исследований и расчета седиментации асфальто-смоло-парафиновых веществ в пластовых высоковязких нефтях.

2. Проведенный комплекс исследований позволил спланировать и реализовать технологию циклической закачки углекислоты. Проведен анализ возможных негативных последствий от реализации указанной технологии, выданы рекомендации по увеличению эффективности добычи нефти после закачки углекислоты.

3. Предложено использование деасфальтизированной нефти как стабилизатора асфальто-смоло-парафиновых веществ в качестве продавочной жидкости углекислотных оторочек для минимизации рисков образования отложений в пласте.

#### **Защищаемые положения**

1. Методика проведения исследований и расчета седиментации асфальто-смоло-парафиновых веществ в пластовых нефтях с вязкоупругими структурными сетками.

2. Установлены зависимости распределения компонентов между фазами, объемного и фазового поведения смесей и свойств фаз в процессе несмешивающегося взаимодействия жидкой углекислоты и пластовой высоковязкой нефти.

3. Установлен факт и механизм экстракции асфальто-смолистых веществ в жидкую углекислоту.

4. Выявлен и изучен механизм седиментации асфальто-смоло-парафиновых веществ нефтяной фазы в процессе несмешивающегося взаимодействия жидкой углекислоты и пластовой высоковязкой нефти.

5. Показано, что при использовании закачки углекислоты в качестве метода увеличения нефтеотдачи в некоторых углеводородных системах происходят процессы, способные приводить к негативным последствиям.

#### **Апробация результатов исследований**

Результаты исследований докладывались на следующих научных конференциях: Всероссийская конференция-конкурс студентов выпускного курса 01-03 апреля 2015 г., НМСУ «Горный», г. Санкт-Петербург (диплом I степени); 69-я международная научная конференция «Нефть и газ-2015» 14-16 апреля 2015 г., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва (диплом III степени); Международный форум-конкурс «Проблемы недропользования» 22-24 апреля 2015 г., НМСУ «Горный», г. Санкт-Петербург (диплом I степени); Всероссийский конкурс проектных идей «Постигая Арктику-2015» 15-17 сентября 2015 г., С(А)ФУ им. М.В. Ломоносова, г. Архангельск (II место); Международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» 12-14 сентября 2016 г., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва; Международная конференция «Фазовые превращения в углеводородных флюидах: теория и эксперимент» 14-16 сентября 2016 г., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва; Конкурс работ аспирантов SPE по России и Каспийскому региону (в рамках Российской нефтегазовой технической конференции и выставки SPE 2016), 26 октября 2016, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва (II место); XXI Международный научный симпозиум студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» 3-7 апреля 2017 г., Томский Политехнический университет, г. Томск (I место); Международная семинар-конференция «Термические методы повышения нефтеотдачи: лабораторные исследования, моделирование и промысловые испытания» ThEOR-2017. 21-23 июня 2017 г., Казанский федеральный университет, г. Казань; Научно-производственная конференция «Методы интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пласта. Высокоэффективные технологии проведения ГТМ на нефтяных месторождениях» 09 октября 2017 г., ООО «КОНФЕРЕНЦ-НЕФТЬ», г. Ижевск; Научный семинар в Институте проблем нефти и газа РАН, протокол №9-2018 от 25 июня 2018 г.; II Международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» 19–21 сентября 2018 г., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва.

#### **Публикации**

По материалам исследований опубликовано 7 статей в журналах, рекомендуемых ВАК, 1 статья – в журнале, рекомендованном ВАК и входящем в международную базу цитирования Web of Science; 1 статья – в журнале, входящим в международную базу цитирования Scopus.

## **Структура и объем диссертации**

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, списка используемых сокращений и обозначений и списка литературы. Работа изложена на 138 страницах машинописного текста, включает 11 таблиц и 89 рисунков. Список литературы включает 114 наименований.

## **Благодарности**

Автор сердечно благодарит своего научного руководителя Золотухина Анатолия Борисовича за неоценимую поддержку и терпение, коллектив Инновационно-технологического центра арктических нефтегазовых лабораторных исследований САФУ имени М.В. Ломоносова за всестороннюю помощь и содействие, коллективы АО «РИТЭК» и ООО «ВолгоградНИПИморнефть» за консультации и предоставленные материалы, а также всех тех, кто тем или иным образом содействовали появлению данной работы.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** сформулирована актуальность тематики исследований, цель работы, основные задачи исследований, научная новизна выполненных исследований, практическая значимость выполненных исследований и защищаемые положения.

**Первая глава** посвящена аналитическому обзору научно-технической литературы по физико-химическим процессам взаимодействия углекислого газа и пластовых нефтей. В работе существующие воззрения на проблему изложены с позиций отечественной школы нефтяных дисперсных систем (НДС) и современных представлений о фазовом поведении асфальтенов и парафинов. По результатам анализа автором выделен ряд недостаточно изученных вопросов, перечисленных выше в разделе «Актуальность работы».

**Вторая глава** описывает методы применяемых исследований. Существует три основных направления исследований взаимодействия пластовых нефтей и газов закачки: исследования непрерывного многоконтактного взаимодействия (к примеру, опыты Slim Tube), дискретного многоконтактного взаимодействия (опыты прямого и обратного смешения) и одноконтактного взаимодействия (контактный эксперимент и тест набухания). В данной работе представлены результаты теста набухания на примере пластовой нефти вязкостью 795 мПа·с при пластовом давлении 16 МПа и пластовой температуре 30 °С. В связи с невозможностью отбора представительных глубинных проб, для исследований были отобраны устьевые пробы нефти под давлением и пробы затрубного газа. По исходной нефти проведена процедура рекомбинации, исследования PV-соотношений, однократная сепарация и определения вязкости и плотности пластовой нефти. Исследования проводились на лабораторной установке PVT 3000-L Chandler Engineering, США, согласно OCT 153-39.2-048-2003.

Смеси пластовой нефти и жидкой углекислоты готовились из «свежих» порций нефти и углекислоты. Комплекс исследований каждой смеси включал в себя определение вязкости и плотности, исследования PV-соотношений и однократную сепарацию. Исследования проводились при пластовой температуре в интервале давлений от 6 до 35 МПа. Были приготовлены пробы смесей с концентрациями углекислоты 10, 26, 42, 58 и 75% вес. При концентрации углекислоты выше 10% полной смесимости компонентов при заданных условиях не наступало, происходило разделение смеси на две жидкие фазы: легкую углекислотную и тяжелую нефтяную. В связи с этим, исследования проводились отдельно по каждой жидкой фазе смеси с точным определением объема каждой фазы. Важнейшее значение имеет тот факт, что сепарированная легкая фаза была бледно-желтого цвета, практически прозрачная. На дне стеклянного сепаратора во время сепарации происходило образование черного осадка в виде несцепленных друг с другом частиц, во время перемешивания свободно перемещающихся на дне пробирки и в объеме пробы. Перед определением содержания компонентов в легкой фазе, проба интенсивно перемешивалась до однородного состояния, после чего бралась навеска для исследований. Цвет легкой фазы и наличие осадка говорит о том, что процедура сепарации нарушила равновесное состояние асфальтенов и смол. В дегазированной легкой фазе асфальтены и смолы, как самые красящие компоненты нефти, практически не растворимы.

В качестве основных методов исследований фазовых переходов парафинов и асфальтенов и процесса седиментации частиц выступали гравиметрический, визуальный и фотометрический методы. Автором предложена методика расчета гравиметрического анализа седиментации асфальтенов, смол и парафинов в двухфазной системе. Расчет основан на материальном балансе исходных компонентов нефти в двухфазной системе. Масса осажденных асфальтенов в весовой концентрации от исходной пластовой нефти рассчитывается как:

$$A_{od} = \frac{\frac{A_{os} \cdot \rho_{os}}{b_o} - \frac{A_{ls} \cdot \rho_{ls} \cdot K_l}{b_l} - \frac{A_{us} \cdot \rho_{us} \cdot K_u}{b_u}}{\rho_{or}}, \% \text{ вес.}; \quad (1)$$

где:  $A_{od}$ ,  $A_{os}$ ,  $A_{ls}$ ,  $A_{us}$  - весовая концентрация асфальтенов: исходной пластовой нефти, выпавших вследствие взаимодействия нефти и углекислоты; дегазированной исходной нефти; дегазированной тяжелой фазы; дегазированной легкой фазы соответственно, % вес.;  $\rho_{os}$ ,  $\rho_{ls}$ ,  $\rho_{us}$ ,  $\rho_{or}$  - плотность: дегазированной исходной нефти; дегазированной тяжелой фазы; дегазированной легкой фазы; пластовой нефти, соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $K_l$ ,  $K_u$  - отношение объема тяжелой и легкой фазы, соответственно, к объему исходной пластовой нефти при термобарических условиях сепарации;  $b_o$ ,  $b_l$ ,  $b_u$  - объемный коэффициент исходной нефти; тяжелой фазы; легкой фазы соответственно.

Допуская, что седиментирующие фракции состоят только из асфальтенов, смол и парафинов, массовая концентрация осажденных фракций от исходной пластовой нефти представляется в виде:

$$C_{od} = A_{od} + C_{od} + P_{od} \text{ \%вес.}, \quad (2)$$

где:  $A_{od}$ ,  $C_{od}$ ,  $P_{od}$  - весовая концентрация асфальтенов, смол и парафинов исходной пластовой нефти, соответственно, выпавших вследствие взаимодействия нефти и углекислоты, % вес.

С учетом цвета легкой фазы и наличия осадка на дне сепаратора, сделано предположение, что все асфальтены, смолы и парафины легкой фазы (условная фракция частиц) выпали при сепарации. Количество осажденных фракций легкой фазы в расчете на исходную пластовую нефть рассчитывается по формуле:

$$A_{ud} = \frac{A_{us} \cdot \rho_{us} \cdot K_u}{b_u \cdot \rho_{or}} \text{ \% вес.}, \quad (3)$$

Таким образом, вклад тяжелой фазы будет определяться разностью количества осажденных фракций системы и легкой фазы.

Визуальный и фотометрический анализы фазовых переходов и процесса седиментации парафинов и асфальтенов проводилось на установке AWAI 1000 Sanchez Technologies, Франция. Установка оснащена микроскопом высокого давления с вертикально ориентированной визуальной ячейкой, позволяющей непосредственно наблюдать процессы седиментации. По результатам наблюдения за седиментирующими частицами регистрировалось процентное количество от общей площади снимка, геометрические размеры и скорость седиментации частиц. Относительная площадь седиментирующих частиц рассчитывалось по количеству частиц, которое седиментировало в области просмотра микроскопа с начала фиксации до достижения верхними частицами нижнего края просматриваемой области. Исследования проводились только по тяжелой фазе в связи со следующим обстоятельством: при образовании капель тяжелой фазы в легкой фазе, первая интенсивно налипала на смотровое окно ячейки и искажала изображение.

Расчет плотности седиментирующих частиц и их процентного количества в тяжелой фазе основан на законе Стокса. Плотность рассчитывается по формуле:

$$\rho_c = \rho_l + \frac{9 \cdot \pi \cdot \mu}{2 \cdot g \cdot S_{Ca}} \cdot \left( 1 - \frac{4}{3 \cdot \sqrt{\pi}} \cdot \frac{\sum S_c}{S_f} \cdot \frac{S_c^{\frac{1}{2}}}{h} \right); \quad (4)$$

где:  $\mu$  - вязкость тяжелой фазы, Па·с;  $g$  - ускорение свободного падения, м<sup>2</sup>/сек;  $\sum S_c$  - сумма площадей всех частиц, м<sup>2</sup>;  $S_f$  - площадь области, просматриваемой микроскопом

высокого давления,  $m^2$ ;  $S_{Ca}$  - средний размер частиц,  $m^2$ ;  $h$  - расстояние между сапфировыми стеклами визуальной ячейки,  $2 \cdot 10^{-5}$  м.

Массовый процент осажденных частиц относительно исходной пластовой нефти рассчитывается по формуле:

$$C_o = \frac{4}{3 \cdot \sqrt{\pi}} \cdot \frac{\sum S_c}{S_f} \cdot \frac{S_{Ca}^{\frac{1}{2}}}{h} \cdot \frac{\rho_c \cdot K_l}{\rho_o} \cdot 100. \quad (5)$$

Проведенный комплекс исследований применим для понимания поведения флюидов в первом цикле закачки углекислоты, поскольку эффекты многоконтантного массообмена в процессе интенсивной закачки относительно небольшой оторочки углекислого газа проявляются не столь ярко, как в случае продвижения вала углекислоты и его непрерывного контактирования с большими объемам пластовой нефти.

В **третьей главе** описываются результаты исследований свойств исходной пластовой нефти. По результатам проведенного комплекса исследований выявлено, что изучаемый флюид в пластовых условиях является НДС. Дисперсная фаза флюида представлена частицами, ядро и сольватная оболочка которых, помимо остальных компонентов, составлены из парафинов и асфальтенов в твердом виде. АСПВ находятся в состоянии вязкоупругой структурной сетки, что подтверждается результатами реологических исследований. Частицы стабильны в объеме флюида и не седиментируют в течение длительного (12 часов) времени. Результаты скрининга показали, что пластовая нефть стабильна по отношению к асфальтенам.

В **четвертой главе** представлены результаты исследований проб смесей углекислоты и пластовой нефти. Компонентный состав исходной пластовой нефти, тяжелой и легкой фазы в весовых процентах представлены на рис. 1 и 2.

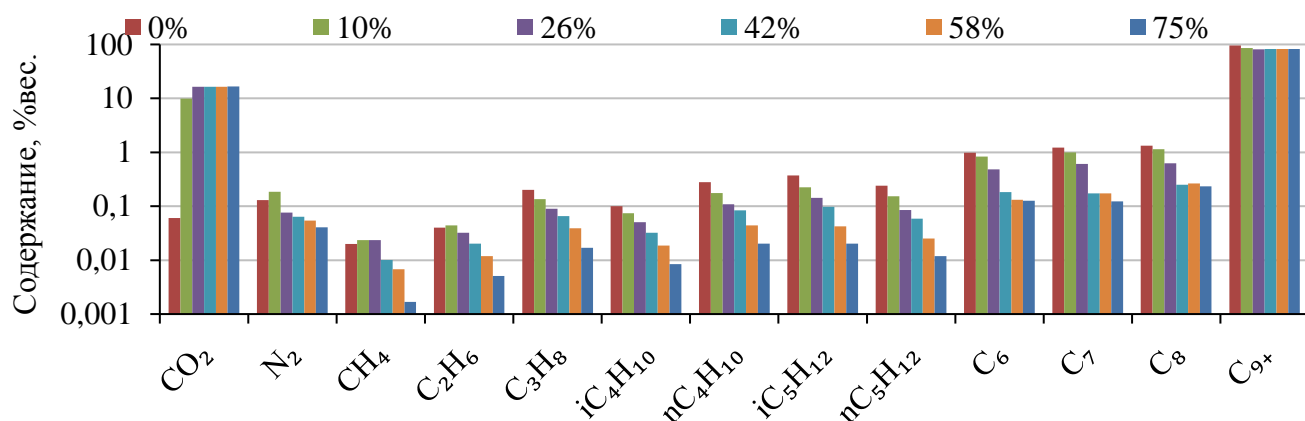


Рисунок 1 – Компонентный состав тяжелой фазы в логарифмической шкале по оси массового содержания

На графике видно, что легкие компоненты – азот и углеводороды ряда метан – н-бутан показывают примерно одинаковое поведение: с увеличением концентрации углекислоты их

содержание в нефти падает, причем при концентрации 75% падение особенно велико. Фракции C<sub>6</sub>-C<sub>8</sub> показывают несколько иное поведение – до концентрации углекислоты 48 % в смеси их содержание падает интенсивно, после падение несколько затормаживается. Растворимость углекислоты в нефти во всем интервале концентраций практически равняется пределу насыщения – концентрации 26%, однако на концентрации 75% имеется некий рост содержания углекислоты. Содержание C<sub>9+</sub> фракций ведет себя особенно характерно: резко падает до концентрации 26%, затем несколько растет и практически полностью стабилизируется.

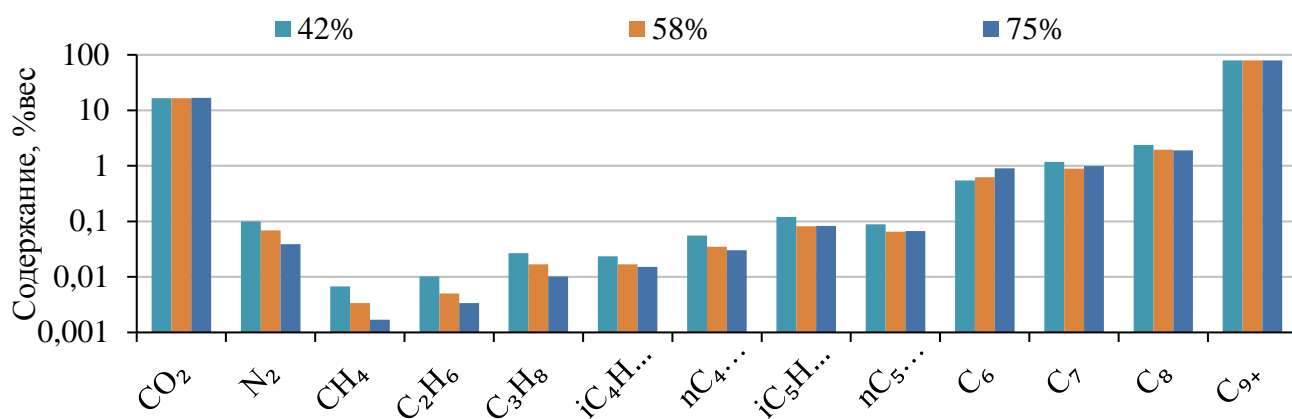


Рисунок 2 – Компонентный состав легкой фазы в логарифмической шкале по оси массового содержания

Весовое содержание азота и углеводородов C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub> в легкой фазе падает с увеличением концентрации углекислоты в смеси; углеводороды C<sub>5</sub>-C<sub>8</sub>, за исключением группы C<sub>6</sub>, имеют минимум содержания при концентрации 58%; содержание углеводородов C<sub>6</sub> растет с концентрацией углекислоты. Фракция C<sub>9+</sub> имеет слабовыраженный максимум при концентрации 58%. Данные по компонентным составам легкой и тяжелой фаз говорят о следующем: молекулярный вес компонентов, экстрагируемых в жидкую углекислоту, растет с ростом количества углекислоты, побывавшей в контакте с нефтью, что подтверждает результаты предыдущих исследователей. Уменьшение массового содержания легких компонентов в легкой фазе объясняется утяжелением экстрагируемой фракции C<sub>9+</sub>, что подтверждается дальнейшими результатами исследований (вязкость и плотность, содержание асфальто-смоло-парафиновых веществ в пластовых и дегазированных флюидах). По результатам спектроскопии образцов исходной нефти, легкой и тяжелой фаз при концентрации углекислоты 75% выявлено отсутствие окислительных процессов и преобладающее содержание алифатических компонентов перед компонентами ароматическими.

Такая динамика массообмена привела к следующим результатам. На рис. 4 представлены графики зависимостей отношений объемов тяжелой фазы смесей к объемам пластовой нефти (рис. 3, А) и объемов тяжелой фазы к общему объему системы (рис.3, Б).

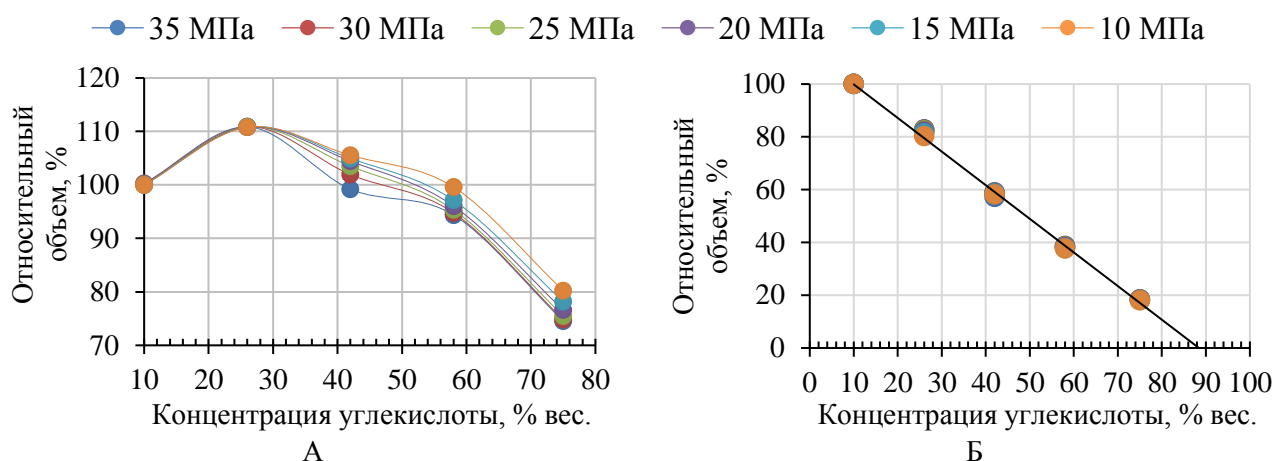


Рисунок 3 – Объемное поведение тяжелой фазы

Разбухание нефти вносит максимальный вклад (10% относительно объема исходной пластовой нефти) в увеличение объема смеси лишь при концентрации 26%; вся область разбухания нефти составляет от 10 до 40 % вес. углекислоты (при давлении 35 МПа) до 58 % (при давлении 10 МПа) (рис. 3, А). В глубокой двухфазной области (концентрация углекислоты выше 40%) увеличение объема системы происходит за счет увеличения объема жидкой углекислоты; нефть же не только не разбухает, а, наоборот, теряет свой объем (явление усадки) вследствие интенсивной экстракции своих компонентов. Эффект усадки нефти является отрицательным, снижающим эффективность закачки углекислоты, поскольку приводит к снижению упругой энергии нефтяного флюида в пласте и появлению трудноизвлекаемого остатка в пласта.

Для построения Pz диаграммы были определены давления насыщения газом и отношения объемов тяжелой фазы к объему системы. Давление насыщения смеси при концентрации углекислоты 10% составляет 6,6 МПа. При более высоких концентрациях, давление насыщения фаз практически одинаково: 7,24 МПа для легкой фазы и 7,23 МПа – для тяжелой (при давлении насыщенных паров чистой углекислоты при 30 °С 7,21 МПа). Качественные линии диаграммы построены интерполяцией линий тренда зависимости отношения объемов тяжелой фазы к общему объему системы от концентрации углекислоты (рис. 3, Б). Экстраполяцией линий тренда была определена концентрация полного растворения нефти в углекислоте: – 88,4%. Pz диаграмма исследуемой системы представлена на рис. 4. Область  $L_1$  соответствует области полного растворения углекислоты в нефти; область  $L_1L_2E$  соответствует двухфазному жидкожидкостному равновесию системы; область  $L_u$  соответствует области полного растворения нефти в жидкой углекислоте. Фазовые состояния системы при давлениях ниже давления насыщения фаз газом не исследовались, поэтому фазовое состояния системы в этой области обозначено в скобках как пар (жидкожидкостное) равновесие.

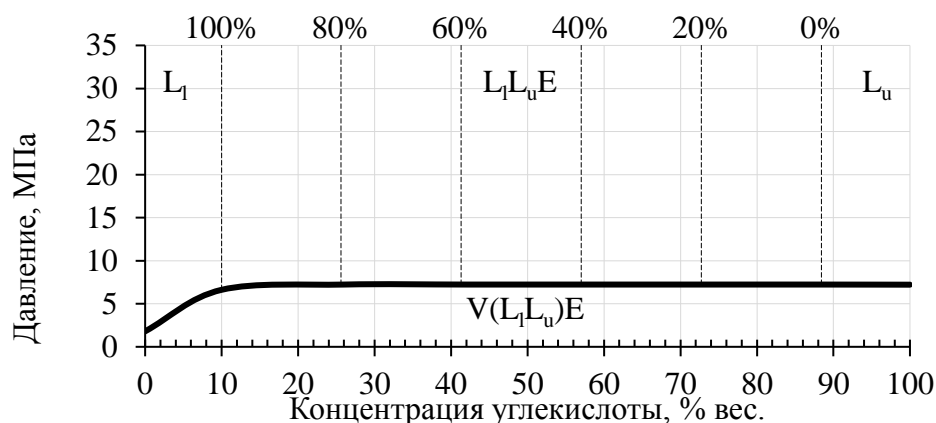


Рисунок 4 – Pz диаграмма исследуемой системы

На рис. 5, А представлен график зависимости вязкости пластовой тяжелой фазы от концентрации углекислоты. При полном растворении углекислоты в нефти (концентрация 10%) происходит снижение вязкости на 85% при пластовом давлении. В ближней двухфазной зоне (концентрация углекислоты 26%) вязкость тяжелой фазы снижается до 92% от вязкости исходной нефти, что хорошо дополняет объяснение причин набухания нефти при этой концентрации: происходит максимальное насыщение нефти углекислотой при минимальной экстракции легких компонентов нефти ввиду малого количества жидкой углекислотной фазы. При дальнейшем повышении концентрации происходит усиление экстракции компонентов нефти и вязкость тяжелой фазы начинает расти. Поведение вязкости в этой зоне описывается выражением вида  $\mu_{TF} = A \cdot \exp(B \cdot C)$ , где:  $\mu_{TF}$  - вязкость тяжелой фазы, мПа $\times$ с;  $A, B$  - коэффициенты, зависящие от давления и концентрации углекислоты;  $C$  - концентрация углекислоты, %вес. Значения достоверности аппроксимации экспоненциальной функции от давления меняется от 0,9938 при давлении 10 МПа до 0,9989 при давлении 35 МПа, т.е., является весьма высокой.

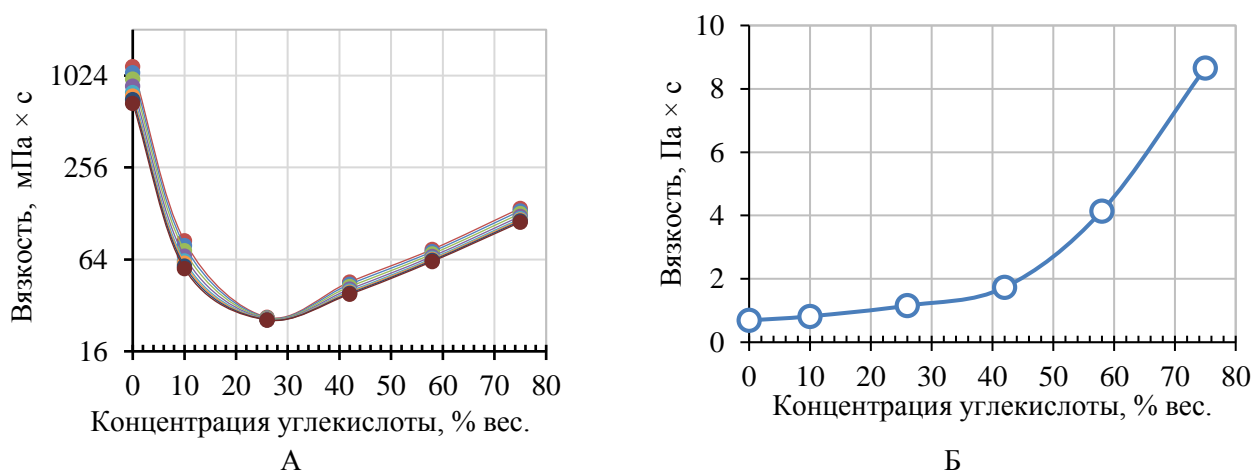


Рисунок 5 – Зависимость вязкости пластовой и дегазированной тяжелой фазы от концентрации углекислоты

На рис. 6 представлены графики зависимости объемных коэффициентов (А) и газосодержаний (Б) тяжелой и легкой фаз от концентрации углекислоты.

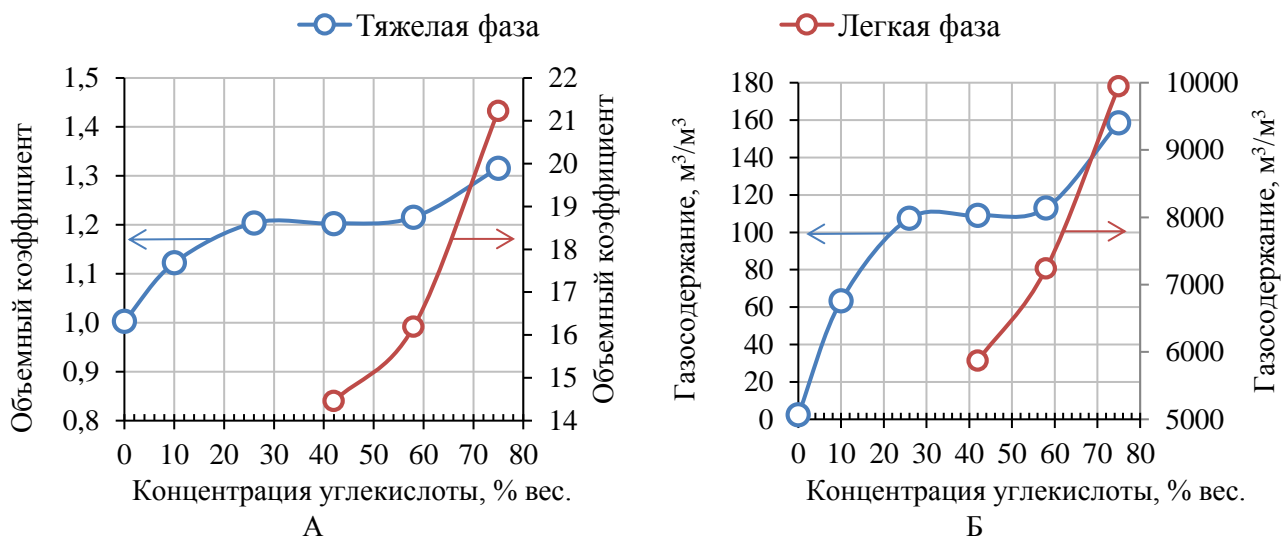


Рисунок 6 – Зависимость объемных коэффициентов и газосодержаний тяжелой и легкой фаз от концентрации углекислоты

Объемный коэффициент и газосодержание тяжелой фазы растут до концентрации 26%; в интервале концентраций 26-58% они стабилизируются и несколько растут при концентрации 75%, что обуславливается приростом содержания углекислоты в ней (рис. 1). Легкая фаза ведет себя несколько иначе: её объемный коэффициент и газосодержание растут постоянно, что, учитывая низкое газосодержание исходной нефти, говорит о том, что процессы экстракции при повышении концентрации углекислоты не могут компенсировать её подавляющее содержание.

Давление насыщения фаз является ключевым параметром, который определяет эффективность выработки запасов нефти после закачки углекислоты. Учитывая близость пластовой температуры (30 °С) к критической температуре чистой углекислоты (31 °С) и высокое содержание углекислого газа в легкой фазе, можно классифицировать легкую фазу как околокритический флюид, который будет характеризоваться обвальным разгазированием; соответственно, падение давления ниже давления насыщения и перевод скважины на режим растворенного газа приведет к сильному росту газового фактора. При разгазировании нефти углекислый газ захватывает ее легкие компоненты, делая тяжелые фазы более вязкими, что приводит к увеличению вязкости разгазированной флюида и блокировке им порового пространства. График зависимости вязкости дегазированной тяжелой фазы от концентрации углекислоты представлены на рис. 5, Б. Вязкость дегазированной тяжелой фазы увеличивается постоянно на всем диапазоне концентраций углекислоты в системе. Наиболее интенсивно рост вязкости дегазированной фазы наблюдается при концентрациях выше 58%, что подтверждает глубокую экстракцию легких компонентов. Увеличение вязкости сепарированного флюида более чем на порядок может привести к блокировке наземного оборудования и значительной потере давления при добыче и транспорте скважинной продукции.. Далее, потеря легких фракций нефти говорит о том, что для увеличения рентабельности и снижения экологической нагрузки на

окружающую среду рекомендуется внедрение технологий промышленного улавливания углекислого газа при увеличении ступеней сепарации газа, поскольку при работе системы сепарации, рассчитанной для исходной пластовой нефти, будет происходить интенсивный вынос легких (вплоть до бензиновых) фракций нефти в атмосферу.

Скрининг стабильности асфальтенов фаз в пластовых условиях показал следующие результаты. По методу De Voeg тяжелая и легкая фазы находятся в области высокой стабильности; по отношению содержания асфальтенов к содержанию смол тяжелая и легкая фазы находятся в области высокой стабильности; по методу ASI тяжелая фаза находится в области высокой стабильности; все составы легкой фазы находятся в зоне высокой нестабильности. Согласно рекомендациям А.К.М. Jamaluddin, если хотя бы один из методов скрининга показал вероятность выпадения асфальтенов, флюид считается нестабильным. Таким образом, предварительно сделан вывод: в пластовых условиях исходная нефть и тяжелая фаза стабильны по отношению к асфальтенам; легкая же фаза имеет потенциал к их выпадению – эффект, который требует некоторого пересмотра подходов к проблеме предотвращения образования отложений, поскольку существующие химические реагенты разработаны для нефтяного, но не углекислотного флюида.

Результаты расчетов по формулам (1), (2) в виде графика зависимости седиментированных компонентов от концентрации углекислоты (А) и по формуле (3) в виде графика зависимости вклада фаз в седиментацию фракций (Б) представлены на рис. 7. Результаты гравиметрического анализа указывают на то, что массообмен между фазами включает процессы экстракции асфальтенов и смол; степень экстрагирования тем выше, чем большее количество углекислоты побывало в контакте с нефтью.

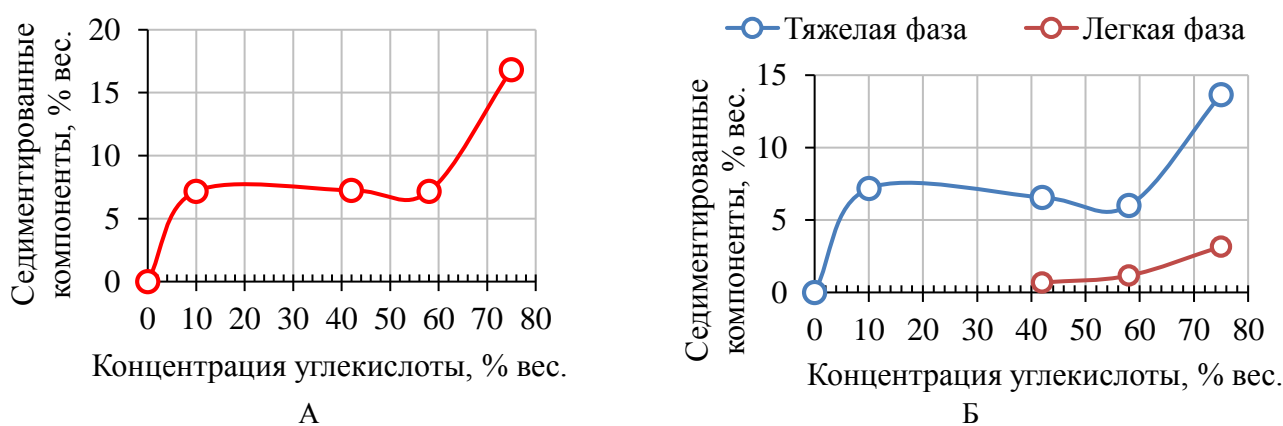


Рисунок 7 – Результаты гравиметрического анализа

Сделано предположение, что экстракции в углекислотные фазы подвергаются в большей степени смолы как более легкие и менее ароматичные в сравнении с асфальтенами компоненты. После насыщения легкой фазы смолы создают в ней условия для стабилизации, пептизации и/или растворения определенной части асфальтенов. При этом дегазированные легкие фазы

практически не способны растворять асфальтены в связи с преобладающим содержанием алифатических углеводородов в своем составе. Таким образом, именно жидкий углекислый газ создает условия для перехода АСВ в легкую фазу; в пользу этого говорит линейная зависимость с  $R^2=0,9760$  между газосодержанием и количеством седиментированных фракций легкой фазы (рис. 11). Количество седиментировавших асфальтенов, смол и парафинов практически стабильно в интервале концентраций углекислоты в смеси от 10 до 58%; повышение концентрации до 75% резко активизирует процесс осаждения. Такое поведение аналогично поведению многих других параметров системы, что может быть связано с приближением системы к границе растворения нефти в углекислоте (88,4%) и последующему скачкообразному изменению параметров системы. Максимальный вклад легкой фаз в седиментацию АСПВ системы может составлять от 0,68 (при концентрации 42%) до 3,16 (при концентрации 75%) % вес. от исходной массы пластовой нефти. В связи с большим содержанием АСПВ в тяжелой фазе, основной вклад в их седиментацию вносят именно они (до 13,7 % вес. от исходного количества пластовой нефти при концентрации углекислоты в нефти 75%). В связи с составом легкой фазы и ее высокой прогнозируемой нестабильностью по отношению к асфальтенам, представляется довольно серьезной проблема выпадения АСПВ именно в легкой фазе.

На рис. 8 представлены результаты замеров относительной площади (А), скорости седиментации (Б) и среднего радиуса частиц (В) визуальным методом, а также результаты расчетов весового процента седиментированных частиц (В) в зависимости от концентрации углекислоты и давления. Результаты замеров показывают следующее. Скорость седиментации имеет ярко выраженный максимум при концентрации углекислоты 42%. Средний радиус частиц постоянно возрастает при увеличении концентрации углекислоты; при этом провести четко выраженную зависимость от давления на фиксированной концентрации углекислоты невозможно – средний радиус изменяется независимо от давления. Максимальную седиментационную неустойчивость система показывает при концентрациях углекислоты от 26% (по показателю количества седиментирующей твердой фазы) до 42% (по показателю средней скорости седиментации). Агрегативная неустойчивость системы растет с увеличением концентрации углекислоты. При фиксированной концентрации углекислоты, система показывает хорошо выраженную зависимость седиментационной устойчивости (по показателям количества и скорости седиментации частиц) и независимость агрегативной устойчивости (по показателю среднего радиуса частиц) от давления.

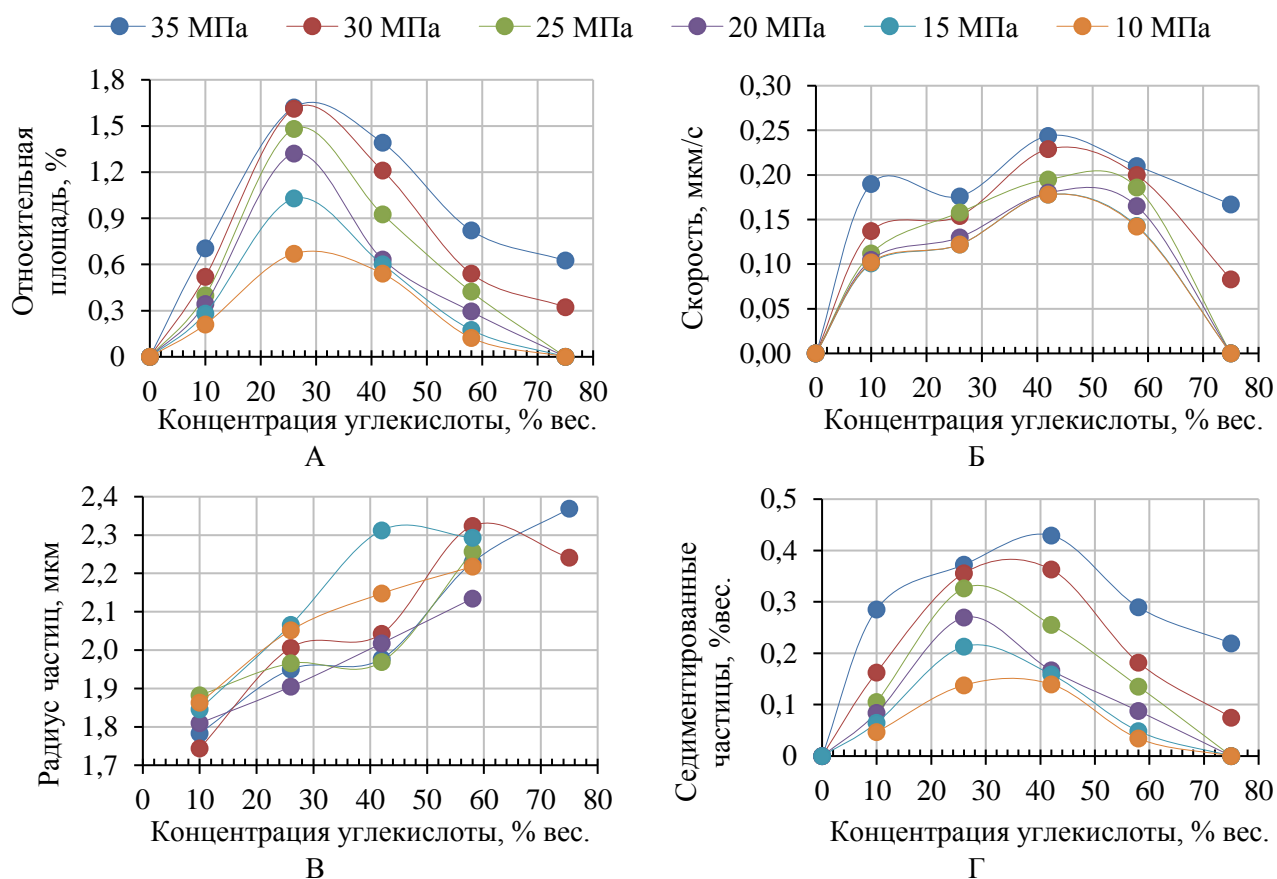


Рисунок 8 – Зависимость относительной площади, скорости седиментации, радиуса и количества седиментированных частиц от концентрации углекислоты

Результаты расчетов весового процента седиментирующих частиц от пластовой нефти по замеренной седиментации в зависимости от концентрации углекислоты и давления (9, Г) показывают следующее. Максимальное выпадение частиц происходит в интервале концентрации углекислоты от 26 до 42% при давлении 35 МПа. При повышении концентрации происходит резкое снижение количества седиментирующих частиц, которое достигает минимума при концентрации 75%. При концентрации углекислоты 26% количество седиментированных частиц выражается логарифмической зависимостью от давления; при иных концентрациях зависимость приобретает экспоненциальный вид. При этом величина достоверности аппроксимации данных выражений колеблется в пределах от 0,9444 до 0,9929, то есть, является достаточно высокой. Такие результаты подводят к следующему выводу: выпадение твердой фазы будет происходить наиболее интенсивно не в ближней призабойной зоны скважины, а на фронте контакта оторочки углекислоты и пластовой нефти, что является значительным осложняющим фактором, поскольку контроль состояния и очистка ближней призабойной зоны технологически более легко осуществимы, нежели контроль и очистка дальней зоны дренирования.

**Пятая глава** посвящена анализу и обобщению результатов исследований поведения асфальто-смоло-парафиновых веществ.

Автор анализирует причины расхождения результатов гравиметрического и предложенной схемы визуального анализа. К наиболее значимым факторам относятся: 1) Дестабилизация частиц в процессе разгазирования. Процедура однократной сепарации заключается в, по сути, одномоментном изменении условий флюида от пластовых до стандартных. Перед образованием первого пузырька газовой фазы, во флюиде будут образовываться локальные участки с повышенным содержанием легких компонентов, стремящихся перейти в газовую фазу. В таких участках возможно нарушение объемного баланса компонентов и выпадение асфальтенов; показателем дестабилизации в таком рассмотрении является газосодержание фаз. Зависимость количества седиментированных фракций легкой и тяжелой фаз, определенных по результатам гравиметрического анализа, от их газосодержания приведены на рис. 9. Зависимость в двухфазной зоне для обеих фаз квадратичная, с высоким  $R^2$ .

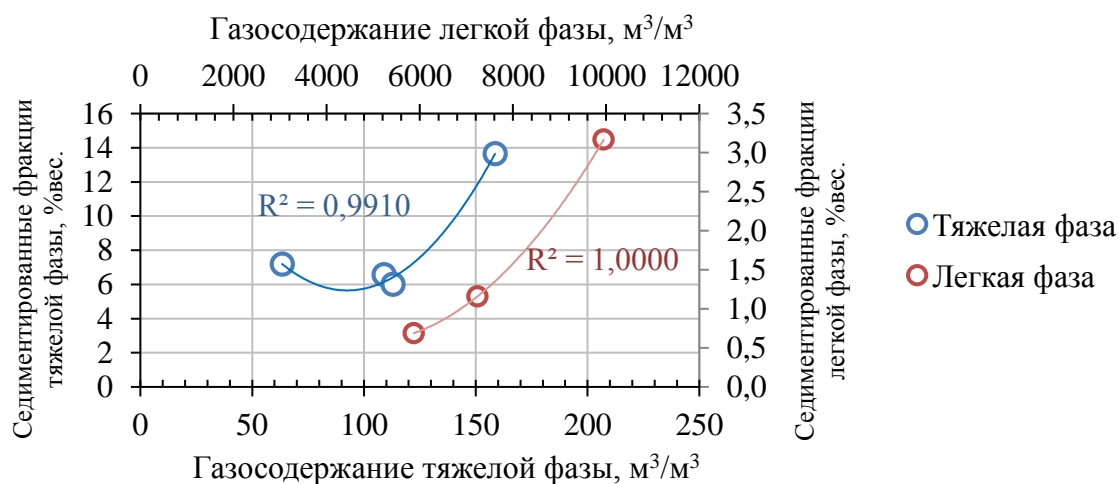


Рисунок 9 – Зависимость количества седиментированных фракций легкой и тяжелой фазы от газосодержания

2) Условность расчетной фракции асфальтенов, смол и парафинов. В расчетах гравиметрического анализа, данная фракция принималась как сумма асфальтенов, смол и парафинов исследуемой фазы. Но асфальтены являются широким классом компонентов, определяемых путем добавления различных осадителей. Стандартным осаждением петролейным эфиром определяется лишь одна из фракций асфальтенов, которые могут участвовать в седиментации. Кроме того, компонентный состав частиц твердой фазы не может быть описан только совокупностью асфальтенов, смол и парафинов: ядро частицы могут складывать гетероатомные соединения и высокомолекулярные полициклические, нафтеновые и алкановые углеводороды; в состав сольватных слоев входят ароматические, нафтеновые, алкановые углеводороды, гетероатомные и множество других соединений. Наконец, часть асфальтенов, смол и парафинов дегазированной легкой фазы может находиться в растворенном состоянии, что также не учитывается в расчетах седиментирующих фракций.

В предложенной процедуре визуального анализа автор выделяет следующие факторы, вносящие наибольшую погрешность в расчеты: 1) Сферическая модель частиц: для более точных расчетов в уравнения требуется вводить поправочный коэффициент, учитывающий отклонения формы частиц от сферы; 2) Вязкость среды: в уравнении 4 автор использует вязкость тяжелой фазы; однако этот показатель является макрорезультатом микровзаимодействий молекул жидкой среды, стабильных элементов вязкоупругой структурной сетки и седиментирующими частиц. Оценить реальные силы, действующие на седиментирующую частицу довольно сложно. 3) Независимость расстояния между смотровыми окнами от давления: Параметр  $h$  непосредственно входит в расчеты количества седиментирующих частиц; его изменение на 1 мкм влечет за собой изменение результатов расчетов в среднем на 5%; В связи с вышеизложенным, визуальный метод представляется качественным, а не количественным методом определения количества седиментирующих частиц; в тоже время, такие параметры как размеры, скорость седиментации и плотность частиц при условии внесения необходимых уточнений в расчеты возможно определять достаточно точно. Проведение двух вышеописанных анализов, по сути, позволяет оценить вероятность образования отложений в пластовых и поверхностных условиях. Разница между результатами визуального и гравиметрического анализа и ярко выраженная зависимость количества седиментированных фракций от газосодержания фаз говорит о том, что местами наиболее интенсивного образования отложений могут являться те элементы технологической схемы добычи нефти, в которых будет происходить разгазирование добываемого флюида.

Рассмотрен предполагаемый механизм дестабилизации частиц тяжелой фазы. Среди возможных причин седиментации частиц тяжелой фазы можно выделить следующие: 1) выпадение грубодисперсной фазы из перенасыщенного раствора асфальтенов и смол; 2) снижение седиментационной устойчивости грубодисперсной системы в связи с падением вязкости флюида; 3) Снижение седиментационной устойчивости флюида в связи с экстракцией части стабилизирующих смол в легкую фазу.

Первый вариант опровергается тем, что седиментация наблюдается при концентрации углекислоты 10%, то есть, в системе без расслоения жидкостей. При полном растворении углекислоты (учитывая увеличение плотности системы), концентрация асфальтенов, смол и парафинов в пластовых условиях снижается, соответственно, механизм выпадения из перенасыщенного раствора не описывает процессы седиментации. К таким же выводам пришел М.Д. Штоф с коллегами.

Второй вариант представляется более вероятным. Выявлено, что при фиксированном давлении имеется прямая связь между вязкостью флюида и количеством седиментированных частиц – чем ниже вязкость, тем больше частиц седиментируют, при этом зависимость

аппроксимируется экспоненциальным выражением вида  $C = A \cdot \exp(B \cdot \mu)$ , где:  $C$  – расчетный весовой процент седиментирующих частиц от веса тяжелой фазы;  $A; B$  – коэффициенты, зависящие от давления;  $\mu$  – вязкость тяжелой фазы. При давлениях, ниже 35 МПа, величина достоверности экспоненциальной аппроксимации находится в пределах от 0,8914 до 0,9949. Таким образом, вязкостное падение седиментационной устойчивости хорошо объясняет процесса осаждения частиц при фиксированном давлении; если же рассматривать процесс в динамике снижения давления, то бросается в глаза следующее противоречие: со снижением давления интенсивность седиментации по замеренным параметрам (скорость седиментации, относительная площадь) снижается, хотя она должна интенсифицироваться в связи с соответствующим снижением вязкости. По мнению автора, это связано с третьей причиной: экстракцией стабилизирующих смол в легкую фазу. Можно выделить два фактора, влияющие на массообмен АСВ между фазами: падение растворяющей способности легкой фазы по отношению к высокомолекулярным соединениям при снижении давления и расслоение тяжелой фазы – как указывалось выше, в тяжелой фазе при снижении давления образуются пузырьки легкой фазы, вследствие чего мольная концентрация смол в тяжелой фазе растет со снижением давления. Таким образом, можно сделать следующий вывод: дестабилизация частиц тяжелой фазы происходит по комплексному механизму, включающему интенсификацию седиментации в связи с падением вязкости тяжелой фазы и затухание седиментации в связи с фазовыми переходами и процессами массообмена а между тяжелой и легкой фазой системы.

Данный вывод важен тем, что позволяет сделать предположение о рациональном пути подбора ингибиторов выпадения АСПВ. Эффективный ингибитор седиментации АСПВ тяжелых фаз должен быть стабилизатором грубодисперсных коллоидных систем, минимально экстрагироваться в легкую фазу системы за счет высокомолекулярного ароматического строения и быть инертным к углекислому газу и угольной кислоте в широком интервале термобарических условий. Необходимо повторно отметить, что по результатам спектроскопии исходной нефти, тяжелой и легкой фаз с содержанием остаточной воды, процессов окисления зафиксировано не было. Это говорит о том, что сама исходная нефть удовлетворяет последнему условию. Таким образом, деасфальтизат может выступать как один из кандидатов на роль относительного дешевого стабилизатора нефти в процессах реализации углекислотных МУН.

Также рассмотрены вопросы, касающиеся изменения компонентного состава закачиваемого углекислого газа для снижения вероятности осложнений от закачки жидкой углекислоты. Показано, что, к примеру, добавка 5% метана в жидкую углекислоту приведет к переходу смеси в газовое состояние. Однако при закачке такой смеси в пласт, произойдет ее конденсация за счет экстракции компонентов нефти. Так, показано, что насыщение углекислоты потенциальным газом (наиболее легкими компонентами нефти) в пластовых условиях приведет

к ее конденсации. Однако насыщение углекислоты летучими компонентами имеют следующее положительное влияние. Поскольку нефть имеет свойство предельно насыщаться углекислым газом, а углекислый газ – ограниченно экстрагировать компоненты нефти, насыщение углекислоты легкими газами приведет к снижению интенсивности экстракции компонентов нефти, что может привести одновременно к оптимальному снижению вязкости пластового флюида (за счет предельного насыщения нефти углекислотой) и хотя бы частичному устранению эффекта усадки и повышения вязкости дегазированного флюида (за счет сохранения средней фракции углеводородов в составе тяжелой фазы). Рекомендуется проводить исследования, направленные на подбор оптимального состава закачиваемой смеси по совокупности реологических, фазовых и объемных параметров исследуемой системы.

### **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ**

В представленной работе исследовались физико-химические процессы фазовых превращений, происходящие при закачке углекислоты в пласты высоковязкой нефти для повышения их нефтеотдачи. Автором:

1) Установлены и проанализированы закономерности изменения компонентных составов и свойств фаз в одно- и двухфазной области исследуемой системы. Подтвержден вывод о том, что растворимость углекислоты в нефтяной фазе практически постоянна и равняется пределу растворимости, однако уточнено, что в глубокой двухфазной зоне при приближении к границе растворения нефти в углекислоте растворимость увеличивается, что сказывается на практически скачкообразном росте газосодержания и объемного коэффициента тяжелой фазы. Установленные закономерности экстракции компонентов  $C_9$  в целом подтверждают выводы предыдущих исследователей – экстракция тем эффективней, чем большее количество углекислоты побывало в контакте с нефтью, при этом эффективность экстракции падает с ростом молекулярной массы компонента. Это обуславливает то, что содержание  $C_{9+}$  фракции в нефти в двухфазной зоне постоянно растет, что, в свою очередь, приводит к установленному линейному росту плотности и экспоненциальному росту вязкости нефтяной фазы. Установлено, что разбухание нефти при полном растворении углекислоты в нефти не происходит, что обусловлено большим размером молекул нефти и соответствующим компактным расположением молекул углекислого газа среди молекулярных и надмолекулярных структур нефти. При дальнейшем росте концентрации углекислоты в смеси максимальное насыщение нефти углекислотой, экстракция более легких компонентов нефти и незначительный объем углекислотной фазы в сумме приводят к эффекту набухания нефти в интервале от 10 до 42 (при 35 МПа) до 60 % (при 10 МПа) от объема исходной пробы при тех же термобарических условиях. В более глубокой двухфазной области, экстракция компонентов нефти приводит к ее интенсивной усадке.

2) Доказано, что легкая углекислотная фаза способна экстрагировать асфальтены и смолы. Предположено, что этот процесс происходит за счет экстракции смол в жидкую углекислоту и дальнейшей стабилизации части асфальтенов в экстрагированных смолах. Предположение подтверждено линейной зависимостью весового количества седиментированных фракций от газосодержания легкой фазы и преобладанием содержания алифатических компонентов в дегазированной легкой фазе. Максимально возможный вклад легкой фазы в седиментацию асфальтенов, смол и парафинов 3,16%, определенный по результатам гравиметрического анализа, а также ее высокая нестабильность, оцененная скрининг процедурами, говорит о том, что на легкую фазу необходимо обратить самое пристальное внимание, поскольку она может спровоцировать серьезные осложнения в силу своих свойств.

3) Предложен, проведен и проанализирован комплекс гравиметрического и визуального исследований седиментации асфальто-смоло-парафиновых веществ в двухфазной системе. Установлено, что визуальный анализ является скорее качественным, нежели количественным методом анализа. Вместе с тем показано, что эти анализы дополняют друг друга и рассматривают разные аспекты выпадения частиц: визуальный – в процессе изотермического снижения давления, гравиметрический – в процессе разгазирования системы.

4) Предложено описание механизма седиментации частиц асфальто-смоло-парафиновых веществ в тяжелых нефтяных фазах. При фиксированном давлении седиментация частиц при увеличении концентрации углекислоты происходит за счет падения вязкости флюида. При фиксированной концентрации углекислоты интенсивность седиментации падает по причине увеличения концентрации асфальтенов и смол в нефти, обусловленной фазовыми переходами и массообменом между фазами. На основании этого сделано предположение о возможном стабилизаторе седиментации асфальто-смоло-парафиновых веществ, в качестве которого может выступать деасфальтизированная нефть.

5) Проведен анализ возможных негативных последствий от циклической закачки углекислоты в пласт: образование твердой фазы как в процессе снижения давления, так и в процессе разгазирования флюида; интенсивное разгазирование околокритической легкой фазы, резкое повышение вязкости дегазированного флюида и вынос легких фракций нефти в атмосферу при разгазировании. Выдана рекомендация проводить подбор оптимального состава закачиваемой смеси не по параметру концентрации многоконтрастной смесимости, а по эффектам набухания-усадки смесей и реологическим характеристикам пластового и дегазированного нефтяного флюида.

Необходимо отметить, что описанный комплекс исследований проводился в целях исследования седиментации АСПВ в процессе закачки углекислоты в пласт. Для первоначального накопления данных необходимо проводить исследования, в каком-то смысле, в

модельных условиях для того, чтобы в дальнейшем, усложняя условия проведения экспериментов, иметь базу для анализа и сравнения результатов. Учитывая компонентный состав исходной пластовой нефти, выявленные особенности массообмена в системе «жидкий углекислый газ – пластовая нефть» и предполагаемую ключевую роль смол в стабилизации асфальтенов, возможно предположить, что в работе был исследован наиболее «экстремальный» случай выпадения асфальтенов – случай максимальной экстракции легких компонентов нефти при смешении свежих порций углекислоты и нефти.

В представленной работе большое внимание уделено вопросам фазовых превращений исследуемых смесей, казалось бы, в ущерб собственно технологическим процессам углекислотных МУН. Однако следует иметь в виду, что недостаточное внимание к физико-химическим вопросам неизбежно скажется на качестве разрабатываемых технологий и рекомендаций к их использованию. Дальнейшие работы в данной области автор видит в следующих, более глубоких направлениях исследований. Поскольку эффекты, выявленные автором на примере конкретной пластовой нефти, важно учитывать при реализации углекислотных МУН и учитывая то, что они недостаточно описаны в литературе, необходимо проведение подобного комплекса исследований на различных нефтях для составления корреляционных зависимостей и дальнейшего рассмотрения механизмов взаимодействия нефтей и углекислого газа. Необходимо проведение анализа седиментации частиц асфальто-смоло-парафиновых веществ в опытах многократного смешения для полноценного моделирования углекислотного заводнения, подбор ингибиторов образования асфальто-смоло-парафиновых отложений и разработка методики оценки их эффективности.

Самым главным выводом представленной работы автор считает следующее: без качественного всестороннего научного сопровождения реализация углекислотных МУН может привести к отрицательным результатам. Ввиду сложности процессов, происходящих в продуктивных пластах при использовании углекислотных МУН, качественное и всестороннее научное сопровождение является абсолютно необходимым для их успешной реализации.

**Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах:**

***Ведущие рецензируемые журналы***

1 Лобанов, А.А. Исследование фазового поведения парафинов в пластовых углеводородных флюидах / Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. – 2016. – № 4. – С. 75-83.

2 Лобанов, А.А. Особенности фазовой диаграммы нефтей с высоким содержанием асфальтенов и смол / Лобанов А.А., Пустова Е.Ю., Золотухин А.Б. // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2017. – № 1–2. – С.92-98.

3 Лобанов, А.А. Исследования фазовых переходов асфальтенов в пластовых углеводородных флюидах // Нефтепромысловое дело. – 2017. – №5. – С. 39-45.

4 Лобанов, А.А. Влияние фазовых переходов асфальтенов на проницаемость породы-коллектора / Лобанов, А. А., Пустова, Е.Ю., Белозеров, И.П., Шулев, В.Е., Юрьев, А.В., Золотухин, А.Б. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – №8. – С. 33-37.

5 Лобанов, А.А. Особенности взаимодействия сжиженного углекислого газа с высоковязкой нефтью. Часть I: Объемное и фазовое поведение смесей // Лобанов А.А., Щеколдин К.А., Звонков М.А., Хлань М.В., Пустова Е.Ю., Коваленко В.А., Стручков И.А., Золотухин А.Б. // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №4. – С. 24-30.

6 Лобанов, А.А. Особенности взаимодействия сжиженного углекислого газа с высоковязкой нефтью. Часть II: Свойства фаз // Лобанов А.А., Щеколдин К.А., Звонков М.А., Хлань М.В., Пустова Е.Ю., Коваленко В.А., Стручков И.А., Золотухин А.Б. // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №5. – С. 47-53.

7 Лобанов, А.А. Особенности взаимодействия сжиженного углекислого газа с высоковязкой нефтью. Часть III: Седиментация сложных структурных единиц системы // Лобанов А.А., Щеколдин К.А., Звонков М.А., Хлань М.В., Пустова Е.Ю., Коваленко В.А., Ладесов А.В., Стручков И.А., Золотухин А.Б. // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №6. – С. 21-30.

8 Лобанов, А.А. Особенности взаимодействия сжиженного углекислого газа с высоковязкой нефтью. Часть IV: Седиментация сложных структурных единиц тяжелой фазы // Лобанов А.А., Щеколдин К.А., Звонков М.А., Хлань М.В., Пустова Е.Ю., Коваленко В.А., Стручков И.А., Золотухин А.Б. // Нефтепромысловое дело. – 2018. – №7. – С. 29-39.

***В изданиях, включенных в международную реферативную базу данных Скопус (Scopus)***

1. Lobanov A. A. et al. Swelling/extraction test of Russian reservoir heavy oil by liquid carbon dioxide //Petroleum Exploration and Development. – 2018. – Т. 45. – №. 5. – С. 918-926.