

**Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»**

На правах рукописи



**ДОРОХИН ВЛАДИМИР ГЕННАДЬЕВИЧ**

**МЕТОДИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В  
РАЗЛИЧНЫХ АГРЕГАТНЫХ СОСТОЯНИЯХ НА ПОДЗЕМНЫХ  
ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА**

25.00.17 – Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

**Научный руководитель:**  
**кандидат технических наук**  
**Хан С.А.**

**Москва - 2017**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
Глава 1. АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОСТИ ВОПРОСА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ CO <sub>2</sub> ДЛ Я ЧАСТИЧНОГО ЗАМЕЩЕНИЯ БУФЕРНОГО ОБЪЕМА ГАЗА В ПХГ, А ТАКЖЕ ЕГО ЗАХОРОНЕНИЯ.....	9
1.1. Обзор мирового опыта использования CO <sub>2</sub> в качестве буферного объема газа, а также его хранения.....	9
1.2. Краткий геологический обзор проектов хранения CO <sub>2</sub> .....	17
1.2.1. Греция. ....	18
1.2.2. Канада. ....	19
1.2.3. Литва. ....	22
1.2.4. Российская Федерация. ....	23
1.2.5. Турция. ....	24
1.2.6. Франция. ....	25
Глава 2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА АГРЕГАТНОГО СОСТОЯНИЯ CO <sub>2</sub> , А ТАКЖЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА СПОСОБНОГО ПОДДЕРЖИВАТЬ CO <sub>2</sub> В ОПРЕДЕЛЕННОМ АГРЕГАТНОМ СОСТОЯНИИ.....	28
2.1. Физические особенности агрегатных состояний CO <sub>2</sub> и их пригодность для различных процессов. ....	28
2.2. Основные требования к пласту-коллектору способному поддерживать CO <sub>2</sub> в определенном агрегатном состоянии. ....	33
Глава 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРОТЕКАЮЩИХ В ПЛАСТЕ- КОЛЛЕКТОРЕ ПРИ ЗАКАЧКЕ CO <sub>2</sub> В ГАЗООБРАЗНОМ И СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ АГРЕГАТНЫХ СОСТОЯНИЯХ. ....	37
3.1. Построение одномерной математической модели двухкомпонентной фильтрации изотропного пласта-коллектора. ....	37
3.1.1. Распределение состава газа по пласту-коллектору в результате закачки газообразного CO <sub>2</sub> . ....	43
3.1.2. Распределение состава газа по пласту-коллектору в результате закачки сверхкритического CO <sub>2</sub> . ....	50
3.2. Проверка результатов, полученных на математической модели, гидродинамическим симулятором Tempest MORE.....	58

Глава 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАМЕЩЕНИЯ ЧАСТИ БУФЕРНОГО ОБЪЕМА ГАЗА НЕУГЛЕВОДОРОДНЫМИ ГАЗАМИ НА ПРИМЕРЕ КУЩЕВСКОГО ПХГ .....	64
4.1. Краткая геологическая и гидродинамическая характеристика горизонтов.....	64
4.2. Результаты моделирования замещения части буферного объема газа на сверхкритический CO <sub>2</sub> .....	68
4.3. Результаты моделирования замещения части буферного объема газа на N <sub>2</sub> .....	82
4.4. Анализ полученных результатов в результате моделирования замещения части буферного объема газа на неуглеводородные газы.....	97
Глава 5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАХОРОНЕНИЯ CO <sub>2</sub> НА ПРИМЕРЕ ДАНЬКОВСКОЙ СТРУКТУРЫ .....	102
5.1 Краткая геологическая характеристика горизонта. ....	102
5.2 Исследование влияния фазового перехода при закачке газообразного CO <sub>2</sub> в пласт-коллектор с термобарическими параметрами, соответствующими жидкому агрегатному состоянию CO <sub>2</sub> . ....	103
5.3 Результаты моделирования захоронения CO <sub>2</sub> в жидком агрегатном состоянии. ....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	111
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	113

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы**

В подземном хранении газа, активный объем газа закачивается и отбирается сезонно, в то время как буферный объем природного газа (доля в пласте составляет порядка 50-55% от общего объема хранимого газа), не извлекается в процессе эксплуатации и используется для обеспечения поддержания давления в пласте и предотвращения обводнения эксплуатационного фонда скважин. Как правило, активный объем состоит из природного метанового газа, в то время как буферный объем может включать другие менее ценные углеводородные газы. При этом капитальные вложения в создание газохранилища могут быть существенно уменьшены.

В связи с вступлением России в новое глобальное климатическое Парижское соглашение, захоронение CO<sub>2</sub> позволит повысить практику углеродного регулирования, получив возможность не покупать квоты на выбросы углерода в атмосферу [7].

Таким образом, совершенствование технологий частичного замещения буферного объема газа в ПХГ углекислым газом и его захоронения в пористой среде является актуальной задачей.

**Целью работы** является совершенствование технологий частичного замещения буферного объема газа в ПХГ углекислым газом, а также его захоронения с использованием определенного агрегатного состояния CO<sub>2</sub> для повышения их технологической эффективности.

### **Задачи исследования**

1. Анализ мирового опыта по замещению части буферного объема подземного хранилища природного газа углекислым газом и его захоронению.
2. Анализ физических особенностей агрегатных состояний CO<sub>2</sub> оптимальных для замещения части буферного объема природного газа и захоронения CO<sub>2</sub>.

3. Численное исследование процессов протекающих в пласте-коллекторе в результате закачки газообразного  $\text{CO}_2$ .
4. Численное исследование процессов протекающих в пласте-коллекторе в результате закачки сверхкритического  $\text{CO}_2$ .
5. Численное исследование процессов протекающих в пласте-коллекторе в результате закачки жидкого  $\text{CO}_2$ .

### **Научная новизна**

Автором изучены процессы протекающие в пласте-коллекторе при закачке газообразного, сверхкритического и жидкого  $\text{CO}_2$  в пористую среду. Результаты исследований позволяют обосновать выбор лучшего агрегатного состояния  $\text{CO}_2$  для замещения части буферного объема природного газа на подземных хранилищах газа, а также для его захоронения.

На основе результатов, полученных на одномерной математической модели, выявлено влияние фильтрационно-емкостных параметров, угла наклона пласта-коллектора на формирование зоны смешения «углекислый газ-метан». Также выявлено влияние глубины пласта-коллектора на фазовое состояние  $\text{CO}_2$ . Установленные закономерности позволяют определить критерии выбора объекта подземного хранения газа для детального гидродинамического моделирования замещения части буферного объема природного газа.

Впервые для Кущевского ПХГ по результатам гидродинамического моделирования процесса закачки неуглеводородных газов обоснован наиболее эффективный агент для реализации способа частичного замещения буферного объема природного газа.

Впервые для Даньковской водоносной структуры по результатам гидродинамического моделирования обоснован способ захоронения  $\text{CO}_2$  с последующим его хранением в жидком агрегатном состоянии.

### **Методология и методы диссертационного исследования**

В ходе проведения диссертационного исследования применялись методы теоретического и эмпирического познания, заключающиеся в анализе

использования  $\text{CO}_2$  в качестве буферного объема газа, а также его захоронения, в применении математического моделирования для оценки влияния фильтрационно-емкостных свойств, угла наклона пласта-коллектора на зону смешения «углекислый газ-метан», в использовании компьютерного моделирования для детального изучения процессов протекающих в пласте-коллекторе в результате закачки углеводородных газов на примере Куцевского ПХГ и Даньковской водоносной структуры.

#### **Защищаемые положения**

1. Обоснование требований предъявляемых к выбору основных параметров пласта-коллектора, влияющих на формирование зоны смешения «углекислый газ-метан» и фазовое состояние  $\text{CO}_2$ .
2. Способ замещения части буферного объема природного газа на ПХГ  $\text{CO}_2$ , находящегося в сверхкритическом агрегатном состоянии.
3. Способ хранения  $\text{CO}_2$  в жидком агрегатном состоянии в геологической структуре.

#### **Степень достоверности результатов проведенных исследований**

Достоверность и обоснованность выводов, полученных в результате исследования, подтверждается изучением достаточного объема научной литературы, использованием фактических геолого-промысловых данных, также для решения задач подземной гидромеханики использованы базовые методы.

#### **Практическая и теоретическая ценность**

Автором решена задача, имеющая существенное значение для подземного хранения газа, а также защиты окружающей среды. Исследования, представленные в диссертационной работе, обосновывают использования различных агрегатных состояний  $\text{CO}_2$  для замещения части буферного объема природного газа и захоронения  $\text{CO}_2$ .

Созданные и научно обоснованные технические решения могут быть эффективно использованы на ПХГ, а также объектах, предназначенных для захоронения  $\text{CO}_2$ .

## **Апробация работы**

Основные результаты исследований по теме диссертационной работы докладывались на:

- Совещании по вопросам рассмотрения возможностей создания и использования для нужд ОАО «Газпром» мощностей ПХГ на территории Словакии, 2014, Москва;
- VI-ой открытой научно-технической конференции молодых специалистов и работников «Молодежь + Наука = Развитие нефтегазовой отрасли», 2015, Астрахань;
- 26-ой Международной газовой Конференции «Program of competition in honour of 100th anniversary of Underground Gas Storage», 2015, Париж;
- Заседании Молодежного Ученого Совета ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016, Москва;
- XX-ой Международной научно-практической конференции «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса», ООО «Аркаим», 2016, Владимир;
- VIII-ой научно-технической конференции молодых специалистов ООО «Газпром ПХГ», 2016, Москва;
- Внутренней молодежной научно-практической конференции ООО «Газпром ВНИИГАЗ» «Инновации сегодня и завтра: миссия молодых ученых», 2016, Москва.

## **Публикации**

Основное содержание диссертационной работы изложено автором в 8-и публикациях, в т.ч. в 3-х статьях в журналах входящих в «Перечень...» ВАК Минобрнауки РФ и в одном патенте на изобретение.

## **Структура и объем диссертации**

Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения и списка использованных источников из 55 наименования. Общий объем работы

составляет 119 печатные страницы. Текст работы содержит 72 рисунка и 2 таблицы.

# **Глава 1. АНАЛИЗ ИЗУЧЕННОСТИ ВОПРОСА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ CO<sub>2</sub> ДЛЯ ЧАСТИЧНОГО ЗАМЕЩЕНИЯ БУФЕРНОГО ОБЪЕМА ГАЗА В ПХГ, А ТАКЖЕ ЕГО ЗАХОРОНЕНИЯ**

## **1.1. Обзор мирового опыта использования CO<sub>2</sub> в качестве буферного объема газа, а также его хранения**

Тематике замещения части буферного объема газа на ПХГ CO<sub>2</sub>, а также захоронения CO<sub>2</sub> посвящено множество отечественных и зарубежных работ [2, 8, 12-23, 26-30, 32-56]. Исходя из этого, в настоящем обзоре было бы целесообразным выявить степень изученности данной тематики.

Левыкин Е.В. [13] выдвинул идею, что для частичной замены буферного объема природного газа можно использовать выхлопные газы компрессорных установок. Выхлопные газы двухтактных ГМК состоят из O<sub>2</sub> – 14-16%, N<sub>2</sub> – 83-85%, CO<sub>2</sub> – 3-5%, CO – 0,03-0,05%, алканов – 0,2-0,3%. Автор отмечает, что присутствие кислорода вызывает опасения, но часть его растворится в пластовой воде, некоторая часть вступит в реакцию с пластом. Излишки кислорода можно дожечь. Это не приведет к образованию взрывоопасной смеси. Выхлопные газы предполагается нагнетать в пласт с использованием оборудования, которое будет применено при промышленной эксплуатации хранилища.

Карвацкий А.Г. в работе [12] утверждает, что эксперимент по замене части буферного объема газа CO<sub>2</sub>, выполненный сотрудниками ВНИИГАЗА, показал, что объем активного газа можно довести до 70% от общего объема газа в хранилище. Использование в качестве буферного объема CO<sub>2</sub> позволяет значительно сократить объем предназначенного для этой цели природного газа, обеспечивает возможность добычи в ходе эксплуатации газохранилища остаточного конденсата при применении для этой цели CO<sub>2</sub> как растворитель высококипящих углеводородов. В итоге достигается высокий экономический эффект.

Впервые в практике ПХГ компанией Gaz De France был опробован метод частичной замены буферного объема газа неуглеводородным газом

[51]. Общий объем хранилища Сэн-Клер-Сюр-Эпт 600 млн м<sup>3</sup>. Специалисты компании Gaz De France решили заменить 20% буферного объема природного газа инертным газом, состоящим преимущественно из азота (90%) и CO<sub>2</sub> (10%). Закачка неуглеводородного газа началась в 1979 году в южную часть структуры с дебитами от 100 до 240 тыс м<sup>3</sup>/сут. За весь период было закачено 60 млн м<sup>3</sup> неуглеводородного газа. В период отбора 1983-1984 было отобрано 50 млн м<sup>3</sup> природного газа без примесей неуглеводородного газа. В то время как в 1986 году неуглеводородный газ прорвался к скважине Vn 7, расположенной на юге купола структуры между зоной закачки и эксплуатационными скважинами. Было принято решение закачать 237 млн м<sup>3</sup> природного газа в центральную часть залежи, чтобы отодвинуть неуглеводородный газ на юг, во избежание раннего прорыва неуглеводородного газа к эксплуатационным скважинам хранилища. Отбор проб со скважин показал следующий результат:

- Скважина Vn 7 – концентрация метана постепенно увеличилась от 0% до 80%;
- Скважина CV 1 (расположена южнее скважины Vn 7) – концентрация метана увеличилась с 17% до 60%, когда концентрация азота уменьшилась с 80% до 32 %;
- Скважина Vn 34 (расположена на северо-западе структуры вблизи с проектной замыкающей изогипсой) – никаких изменений в концентрациях CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub> не наблюдалось (78% CH<sub>4</sub> и 12% N<sub>2</sub>).

Автор [51] утверждает, что в последующие года отбираемый газ отвечал всем требованиям относительно его качества. В то время как сотрудники ВНИИЭГазпром [18] сделали следующие выводы:

- проведенный выбор объектов ПХГ в водоносных пластах с активными водами представляется малоудачным для реализации технологии частичной замены буферного объема природного метанового газа неуглеводородными газами;

- промышленная реализация частичной замены буферного объема природного газа неуглеводородным газом на указанных ПХГ показала, что эффективность этих проектов характеризуется рентабельностью близкой к нулевому уровню;
- полученная прибыль от замещения 18-20% буферного объема природного газа покрыла расходы на установки по производству неуглеводородных газов, строительство нагнетательных скважин и дополнительных объектов обустройства ПХГ, строительство установок по обогащению отбираемого газа;
- при многолетней эксплуатации хранилищ максимальное содержание неуглеводородного газа менялось по годам, но полной стабилизации достигнуто не было. При этом отмечалась повышенная «чувствительность» повышения концентрации неуглеводородного газа в отбираемом газе при изменениях технологического режима циклической эксплуатации хранилищ в каком-либо году.

Стоит отметить, что в работе [51] замеры проб в скважинах Vn 7, CV 1, Vn 34 не выявили содержания  $\text{CO}_2$  в отобранном газе. Это говорит о лучшей применимости  $\text{CO}_2$  для замещения части буферного объема газа.

Сказанное дает основание утверждать, что начальные термобарические параметры пласта соответствуют газообразному агрегатному состоянию  $\text{CO}_2$ , который в процессе закачки метана переходит в сверхкритическое состояние в области эксплуатационных скважин. В зонах отдаленных от нагнетательных скважин давление еще не успело распределиться равномерно по всему пласту, тем самым образуя переходную зону «сверхкритический  $\text{CO}_2$  - газообразный  $\text{CO}_2$  -  $\text{CH}_4$ », что поспособствовало увеличению зоны смешения компонентов. Данному вопросу будет отведена глава 3 настоящей работы, в которой будет рассмотрено наиболее эффективное агрегатное состояние  $\text{CO}_2$  для замещения буферного объема газа.

Van der Meer, Obdam A. [54] привели пример расчета замены буферного объема природного газа на  $\text{CO}_2$ , который показал, что при емкости ловушки  $3 \cdot 10^9 \text{ см}^3$  ( $3 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ ) можно заменить на  $\text{CO}_2$  только  $0,2 \cdot 10^9 \text{ см}^3$  ( $0,2 \cdot 10^3 \text{ м}^3$ , что составляет 7% от общего объема природного газа) буферного объема газа. Масса  $\text{CO}_2$  составит 0,742 т. Также акцентируется внимание на то, что при ликвидации хранилища можно отобрать практически весь газ, а частичная замена буферного объема газа это сделать не позволит.

Анализируя работу [54] стоит отметить, что для моделирования процесса замещения буферного объема природного газа на  $\text{CO}_2$  были заданы следующие начальные термобарические параметры пласта: температура -  $40^\circ\text{C}$ , давление - 4 МПа, что соответствует газообразному агрегатному состоянию  $\text{CO}_2$ . Также был смоделирован пример с очень маленькими запасами природного газа. На территории РФ емкости ловушек могут достигать нескольких миллиардов кубических метров. Если учитывать опыт данной работы и заменить 7% объема газа получатся миллионы сэкономленных кубических метров природного газа. Данному вопросу будет отведена глава 3 настоящей работы, в которой будет обосновано наиболее эффективное агрегатное состояние  $\text{CO}_2$  для замещения буферного объема газа.

Авторами работ [47, 49] был обобщен опыт Международного энергетического агентства в рамках проекта по хранению  $\text{CO}_2$ . Они проанализировали последствия закачки  $\text{CO}_2$  в нефтяное месторождение Вейбурн с целью увеличения нефтеотдачи. Гидродинамическое моделирование показало, что распространение  $\text{CO}_2$  будет происходить с востока на северо-восток в размере около 0,2 м/год под влиянием регионального потока подземных вод. Был произведен анализ пластовой воды, показавший значительное увеличение растворенного  $\text{CO}_2$  в области закачки, которое привело к образованию карбонатной кислоты. Экспериментальные исследования воздействия образованной карбонатной кислоты на керн показали увеличение пористости и проницаемости за счет

растворения кальцита и доломита, также наблюдалось вторичное образование осадка гипса. Также был проведен эксперимент по воздействию  $\text{CO}_2$  на цементный камень, который показал неизменность прочности цементного камня. Прорыва  $\text{CO}_2$  на поверхность земли выявлено не было.

Chadwick R.A., Arts R. и др. [37] рассмотрели эффективные методы отслеживания миграции  $\text{CO}_2$  на примере месторождений Слейпнер и Вейбурн, выявив более эффективные.

В рамках отчета [22] о НИР №2029-0820-10-1 от 31.08.2010 года «Проведение теоретических и экспериментальных исследований по возможности использования углекислого газа для частичной замены буферного природного метанового газа на ПХГ», выполненного сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Михайловским А.А., Исаевой Н.А., Казарян В.П. и др., были:

- проанализированы мировые проекты по улавливанию и захоронению углекислого газа;
- исследованы физическое состояние смеси газов и изменение физико-химических свойств смеси газов в зависимости от температуры и давления;
- проанализированы методы геохимического моделирования и модели, используемые для прогнозирования физико-химических процессов, которые могут протекать при закачке и хранении углекислого газа в пласте-коллекторе;
- определены литолого-петрографические характеристики отложений хадумского горизонта;
- проведена оценка фильтрационно-емкостных свойств пористого пространства в результате протекания физико-химических процессов при закачке  $\text{CO}_2$  в геологическую структуру;
- исследовано распределение в модели пласта  $\text{CO}_2$  и метана при прямом и обратном вытеснении одного газа другим для оценки

степени смешения двух газов с помощью томографической съемки;

- исследовано влияние углекислого газа на коррозию оборудования;
- исследовано воздействие углекислого газа на цементный камень.
- проведены теоретические и экспериментальные (вычислительные) исследования по оценке возможности использования углекислого газа для частичной замены буферного природного метанового газа на ПХГ путем геологического и газодинамического (фильтрационного и конвективно-диффузионного) математического моделирования пористых пластов, проведения машинных экспериментов, использования методов статистической обработки результатов.
- проведены детальные оценки физико-химических параметров дымовых газов технологического оборудования ДКС-1, ДКС-2, КС-6, КС-Рождественская и ГРЭС, а именно компонентный состав, объёмный расход, давление и температура.

А также был:

- рассмотрен более традиционный вариант сбора дымового газа путем его предварительного охлаждения в АВО;
- проведен тематический поиск по существующим методам улавливания углекислого газа до и после сжигания природного газа (абсорбционный, адсорбционный, термokatалитический, плазмokatалитический);
- рассмотрен вопрос компримирования углекислого газа с целью его закачки в пласт-коллектор.

Изначально вопросы вышеизложенного отчета были затронуты в иностранных работах [43, 44, 52], но сотрудники ООО «Газпром ВНИИГАЗ» более детально изучили данную тематику. Также стоит отметить, что при

решении, поставленных перед авторским коллективом, задач не были детально изучены вопросы связанные с агрегатным состоянием  $\text{CO}_2$ .

В своей работе [40] геофизик Gary Shaffer изучил перспективность нескольких стратегий, направленных на снижение эффекта глобального потепления, разрабатываемых в настоящее время, главным образом, европейскими учеными. В основе этих стратегий лежит отбор углекислого газа из воздуха, выбросов промышленных объектов, и его захоронение в том или ином виде при низких температурах в естественных подземных резервуарах или растворение в глубинных водах Мирового океана. Ученый также показал, что захоронение  $\text{CO}_2$  в глубинных водах океана невозможно, так как газ не только быстро возвращается в атмосферу, но и пагубно сказывается на условиях жизни морских обитателей.

Авторы работы [22] считают, что частичное замещение буферного метанового газа на  $\text{CO}_2$  позволит сократить капитальные затраты на подземное хранилище газа (ПХГ) за счет уменьшения буферного объема газа. Снижения вероятности прорыва  $\text{CO}_2$  к эксплуатационным скважинам ПХГ можно достичь, закачивая  $\text{CO}_2$  в слабодренируемые и/или удаленные области ПХГ. Проведена оценка принципиальной возможности использования углекислого газа для частичной замены природного метанового газа в буферном объеме на подземном хранилище газа (ПХГ) в пористом пласте. Установлено, что частичная замена возможна на этапе сооружения, расширения или циклической эксплуатации ПХГ. Рассмотрены физико-химические процессы, возникающие при закачке  $\text{CO}_2$  в пласт-коллектор. Определены потенциальные источники углекислого газа. На примере одного из крупнейших российских ПХГ – Северо-Ставропольское – представлены результаты вычислительных исследований процесса замещения при различном размещении нагнетательных скважин и определении зоны распространения углекислого газа в пласте. Результаты показывают принципиальную возможность использования  $\text{CO}_2$  на ПХГ для замещения метанового газа из буферного объема не только в многокупольных, но и в

однокупольных залежах на действующих и создаваемых ПХГ. Как утверждают авторы статьи, наибольший эффект будет наблюдаться при хранении газа в многосводовых структурах. Предпочтительными для реализации являются ПХГ с невысоким пластовым давлением (до  $\approx 9$  МПа), где  $\text{CO}_2$  будет постоянно находиться в газовой фазе. Эффект обусловлен снижением капитальных затрат на создание буферного объема газа в ПХГ. Необходимо рассмотрение экономической целесообразности бурения новых скважин, если в периферийной области отсутствуют пригодные для нагнетания  $\text{CO}_2$  скважины.

Также в некоторых трудах рассмотрены случаи создания подземного хранилища газа с буферным объемом, состоящим из углекислого газа.

В работе [8] авторы рассматривают создание и эксплуатацию газохранилища Середь, расположенного в северо-западной части Придунайской депрессии Паннонского нефтегазоносного бассейна на территории западной части Словацкой Республики. Авторы утверждают, что создание ПХГ на базе месторождения углекислого газа Середь позволит значительно увеличить долю активного объема газа за счет сокращения буферного объема природного газа.

В работе [45] Oldenburg С.М. смоделировал процесс закачки метана в водоносный пласт, мощностью 22 м., заполненный изначально  $\text{CO}_2$ , который показал, что объем активного газа возрос на 30% по отношению к буферному объему газа. Были заданы следующие термобарические параметры пласта: температура 40, промежуток давлений 6-10 МПа. Авторами было отмечено увеличение плотности  $\text{CO}_2$ , когда тот перешел в сверхкритическое состояние, что благотворно повлияло на зону смешения газов. Автор был обеспокоен увеличением зоны контакта  $\text{CO}_2\text{-CH}_4$  из-за смешения сверхкритического  $\text{CO}_2$  с метаном, так как плотность смеси будет уменьшаться.

Сафонов М.С. [23] приводит пример хранения  $\text{CO}_2$  в океанских глубинах и в геологических пластах, находящихся под дном океанов.

В работе [36] Huang H.P., Chang S.G. упоминают о хранении CO<sub>2</sub> в сверхкритическом и жидком состояниях на дне океанов.

В статье [34] авторы пишут о возможности захоронения CO<sub>2</sub> в истощенные газовые и нефтяные месторождения.

Wasu S. [33] рассматривает возможность захоронения CO<sub>2</sub> в соляных кавернах.

В статье [32] рассматривается захоронение CO<sub>2</sub> в Доггерской водоносной структуре Парижского бассейна в сверхкритическом агрегатном состоянии.

Стоит отметить, что выбирать пласт-коллектор с термобарическими параметрами, соответствующими жидкому агрегатному состоянию CO<sub>2</sub>, и хранить CO<sub>2</sub> в жидком агрегатном состоянии в пористой среде не предлагалось, как и построение технологий целенаправленно использующих специфические свойства агрегатных состояний неуглеводородных газов.

Таким образом проведенный анализ дает основание полагать, что вопросы связанные с использованием свойств агрегатных состояний CO<sub>2</sub> не полностью освещены и нуждаются в дополнительном исследовании, и разработке специальных технологий.

## **1.2. Краткий геологический обзор проектов хранения CO<sub>2</sub>.**

Закачка углекислого газа в пласт это сложный процесс, имеющий ряд проблем, для решения которых необходимо изучить множество факторов. Но в первую очередь нужно определить пласт-коллектор, подходящий для безопасного хранения диоксида углерода. Геологическое хранение CO<sub>2</sub> возможно [27]:

- в истощенных или частично истощенных газовых месторождениях;
- в истощенных или частично истощенных нефтяных месторождениях (увеличение нефтеотдачи);
- в угольных месторождениях, не имеющих промышленного значения;
- в водоносных пластах;
- шахтах;

- кавернах.

Был проведен краткий анализ мировых проектов [25, 27, 35, 38, 41, 42, 49, 50, 55] по улавливанию и захоронению углекислого газа для того, чтобы выявить предпочтительные характеристики пласта-коллектора для закачки CO<sub>2</sub>, такие как: пористость, проницаемость, литология, глубина залегания, требования к ловушке и т.д.

### **1.2.1. Греция.**

Греция участвовала во многих проектах по улавливанию и хранению углекислого газа, таких как Gestco, Castor, Encap, Zep.

Осадочные бассейны Греции, такие как Принос, Салоники и Месохельский, могут хранить миллиарды тонн CO<sub>2</sub> [27, 41, 42]:

- осадочный бассейн занимает площадь в 800 км<sup>2</sup>. Толщина отложений в нем превышает 6 км. Пласт-коллектор состоит из песчаников и некоторых алевролитов с общей толщиной около 260 м. Средняя проницаемость и пористость составляет 50 мД и 17,5 %. Емкость водоносного горизонта составляет 1350 млн тонн CO<sub>2</sub>.
- бассейн Салоники охватывает площадь в 4200 км<sup>2</sup>. Структура представляет собой сложный грабен. Отложения относятся в основном к обломочным породам (конгломераты, пески, глины) и локально известковым отложениям (известняки, мергели). Глубина образований лежит в диапазоне от 900 до 2400 м. Пористость характеризуется значениями от 5 до 20 % и проницаемость варьирует от нескольких до 120 мД. Общая емкость хранения ловушки составляет 605 млн тонн CO<sub>2</sub>.
- существуют потенциальные возможности хранения CO<sub>2</sub> в Евпатории и Пенталопхосе – засоленные образования Месохельского бассейна. Основные образования Пентахолопхоса состоят из конгломератов, а также попеременно из песчаников и

сланца. Расчетная толщина составляет 2500 м. Пористость песчаников в Евпатории и Пенталопхосе колеблется от 15% до 25%, средняя проницаемость – 50 мД. Емкость Пенталопхской свиты оценивается в 216 млн тонн CO<sub>2</sub>.

### **1.2.2. Канада.**

Канадой было предложено множество проектов по захоронению углекислого газа, таких как Boundary Dam, CO<sub>2</sub>ECBM, Fort Nelson, Pembina Cardium, Genesee и т. д. Однако, на сегодняшний день в Канаде, существует только одно месторождение, на котором была осуществлена закачка CO<sub>2</sub>, Вейбурн [25, 55].

Нефтяное месторождение Вейбурн было выбрано Canadian Petroleum Technology Research Center (PTRC) совместно с EnCana (сейчас Cenovus) и Международного энергетического агентства (МЭА) в качестве крупного исследовательского проекта в области CCS для проверки способности нефтяного месторождения хранить CO<sub>2</sub>. Предполагается, что 50 миллионов тонн будут храниться в течение всей жизни месторождения.

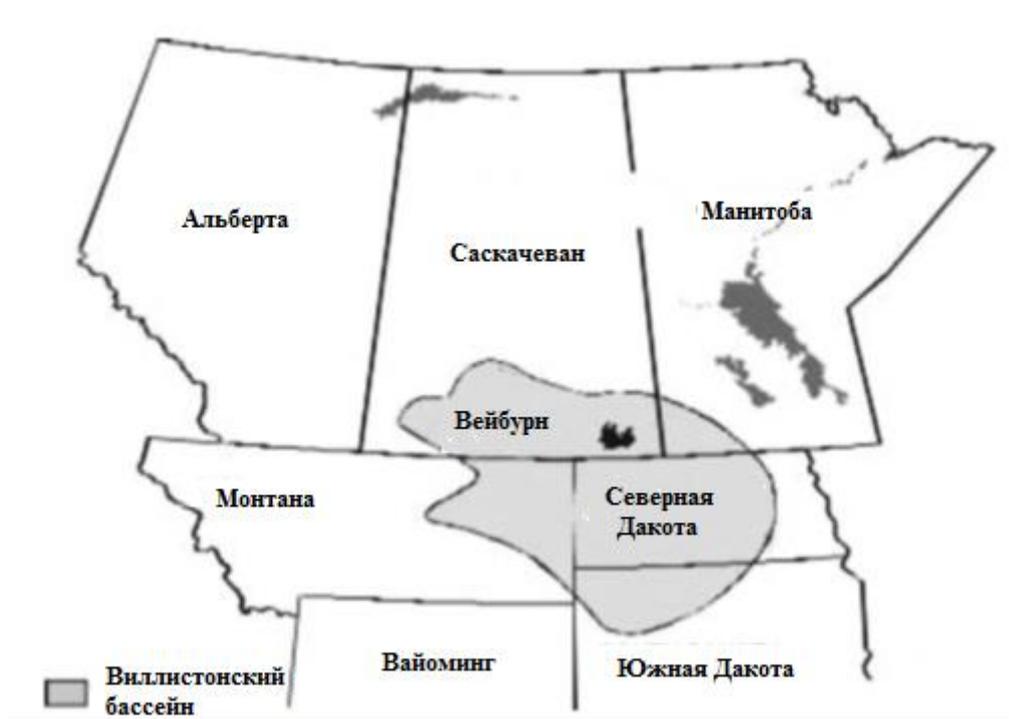


Рис. 1.2.1 – Географическое положение Вейбурнского месторождения.

Месторождение Вейбурн расположено в Виллистонском осадочном бассейне (рис. 1.2.1). Бассейн содержит мелкие морские отложения от кембрия до мезозоя. На рисунке 1.2.2 показаны некоторые из основных стратиграфических подразделов, находящихся в бассейне. Вейбурнский пласт-коллектор находится в карловом формировании на глубине 1300 – 1500м.



Рис. 1.2.2 – Основные стратиграфические подразделения в Виллистонском бассейне.

Пласт-коллектор делится на две части: нижний слой известняка и верхний слой доломитов. Он считается кавернозным. Каверны разделяются по образованию на мелководные и глубоководные. Таблица 1.2.1 содержит литологические свойства пород, составляющие пласт-коллектор.

Таблица 1.2.1 – Литологические свойства пород пласта Вейбурна.

	Каверны, образованные на мелководье	Каверны, образованные на глубоководье	Каверны, образованные в мергелях
Литология	Крупнозернистый карбонатный песок	Карбонаты	Доломиты
Диапазон проницаемости	10 – 500 мД	0,1 – 25 мД	1 – 100 мД
Средняя проницаемость	50 мД	3 мД	10 мД
Диапазон пористости	0,12 – 0,2	0,03 – 0,12	0,16 – 0,38
Средняя пористость	0,15	0,1	0,26
Толщина	10 – 22 м	10 – 22 м	6 – 10 м
Осадочные фации	Мелководный карбонат	Низко проницаемые глубоководные образования	Низко проницаемые морские образования

### 1.2.3. Литва.

Балтийские страны находятся в восточной части Балтийского осадочного бассейна [49, 50]. Бассейн содержит породы фанерозойской системы. Толщина отложений составляет менее 100 метров в северной Эстонии и достигает 1900 метров на юго-западе Латвии, 2300 метров на западе Литвы (рис. 1.2.4).

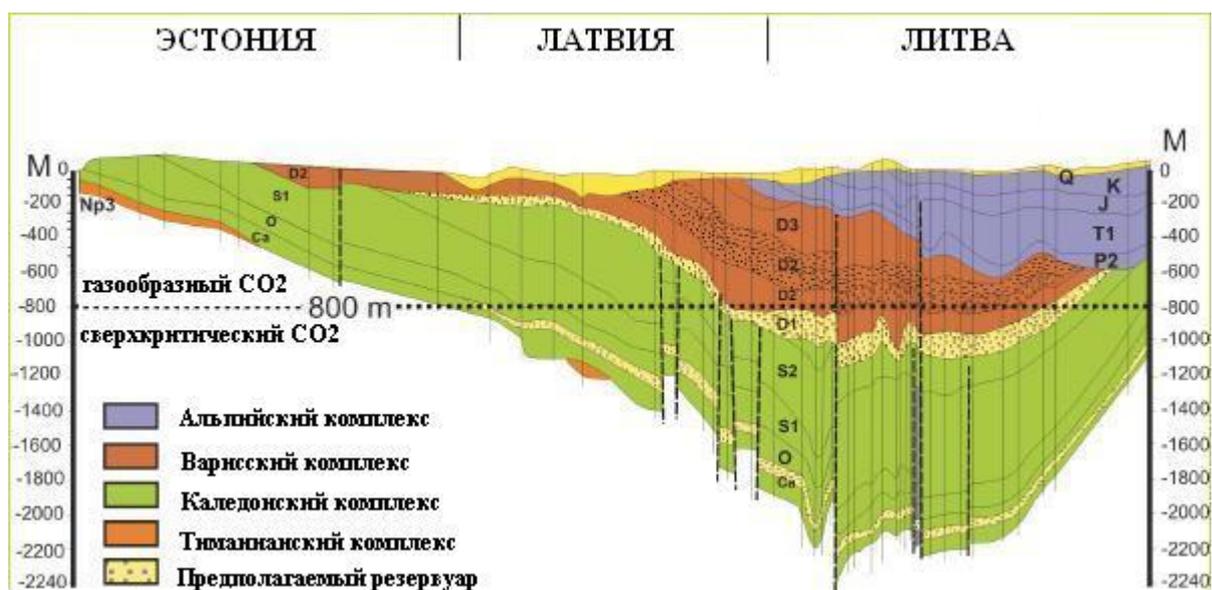


Рис. 1.2.3 – Геологический разрез, проходящий через Эстонию, Латвию и Литву.

Геологические условия неблагоприятны для хранения  $\text{CO}_2$  в Эстонии. Благоприятными считаются образования кембрия с потенциальной возможностью хранения более чем 400 млн тонн  $\text{CO}_2$  в Литве. Глубина варьирует от 650 до 1200 метров. Кембрийские породы представлены песчаниками, толщиной 40-60 метров, средняя пористость 22%, проницаемость 3-7 мД (рис. 1.2.3).

#### 1.2.4. Российская Федерация.

Хадумский горизонт, распространённый в Ставрополье, [22] сложен алевритами, алевритами глинистыми, алевролитами глинистыми, алевролитами сильно глинистыми и глинами. Горизонт подразделяется на три пачки, общая толщина которых изменяется от 68 до 115 м в зависимости от степени размыва белоглинистого горизонта. В основе деления на пачки положен принцип песчаности.

Нижняя пачка III представлена переслаивающимися алевролитами, алевритами и алевритистыми глинами. По мере удаления от сводовой части Северо-Ставропольского ПХГ в данной пачке происходит замещение песчаного материала глинистыми алевролитами и, как следствие,

уменьшение эффективной толщины и эффективной пористости. Толщина пачки III изменяется от 45 до 90 м.

Пачка II (алевроитовая) представлена алевроитами серыми, с тонкими прослоями алевроитистых глин. Песчаная фракция составляет 68 - 98%, а глинистая – 2 – 32%. Данная пачка характеризуется литолого-фациальной невыдержанностью, как по вертикали, так и латерали. Причем от сводовой части Северо-Ставропольского ПХГ к периферии происходит увеличение доли глинистых алевролитов и уменьшение толщины пачки. Эффективная пористость составляет 26 – 30%, а толщина 10 – 37 м.

Пачка I залегает в верхней части хадума и представлена песчанистыми глинами темно серого цвета с коричневатым оттенком. При переходе от Северо-Ставропольской антиклинали к Пелагиадинской в пачке появляется значительное число алевроитовых прослоек. Толщина пачки не превышает 10 – 15 м.

Стоит отметить, что по мнению авторов работы [23], оптимальным, для закачки CO<sub>2</sub>, был принят участок Пелагиадской площади, являющейся застойной и слабодренируемой областью.

### **1.2.5. Турция.**

В Турции был реализован один проект по увеличению нефтеотдачи на месторождении Бати Раман [27, 38]. Бати – месторождение тяжелой нефти, которое с 1986 года успешно разрабатывается турецкой компанией Petroleum Corporation (ТРАО) с помощью повышения нефтеотдачи за счет закачки CO<sub>2</sub>.

Продуктивный пласт является трещиноватым известняком, залегающим на глубине 1300 метров. Представляет собой однородный слой нефтяной залежи, толщиной около 210 м и площадью в 43 км<sup>2</sup>.

Резервуар пористый – 10-25%. Проницаемость нефтеносных коллекторов колеблется от 1 до 50 мД.

Применение технологий по закачке CO<sub>2</sub> в Бати Раман позволило добиться увеличения коэффициента нефтеотдачи выше максимального, достигнутого в ходе начального этапа разработки.

### 1.2.6. Франция.

Парижский бассейн занимает половину северной Франции (рис. 1.2.4) [32, 35]. Он граничит на севере с Арденнами и на востоке с Вогезов. К югу и юго-западу, он распространяется на Центральном и Армориканском массивах, соответственно.

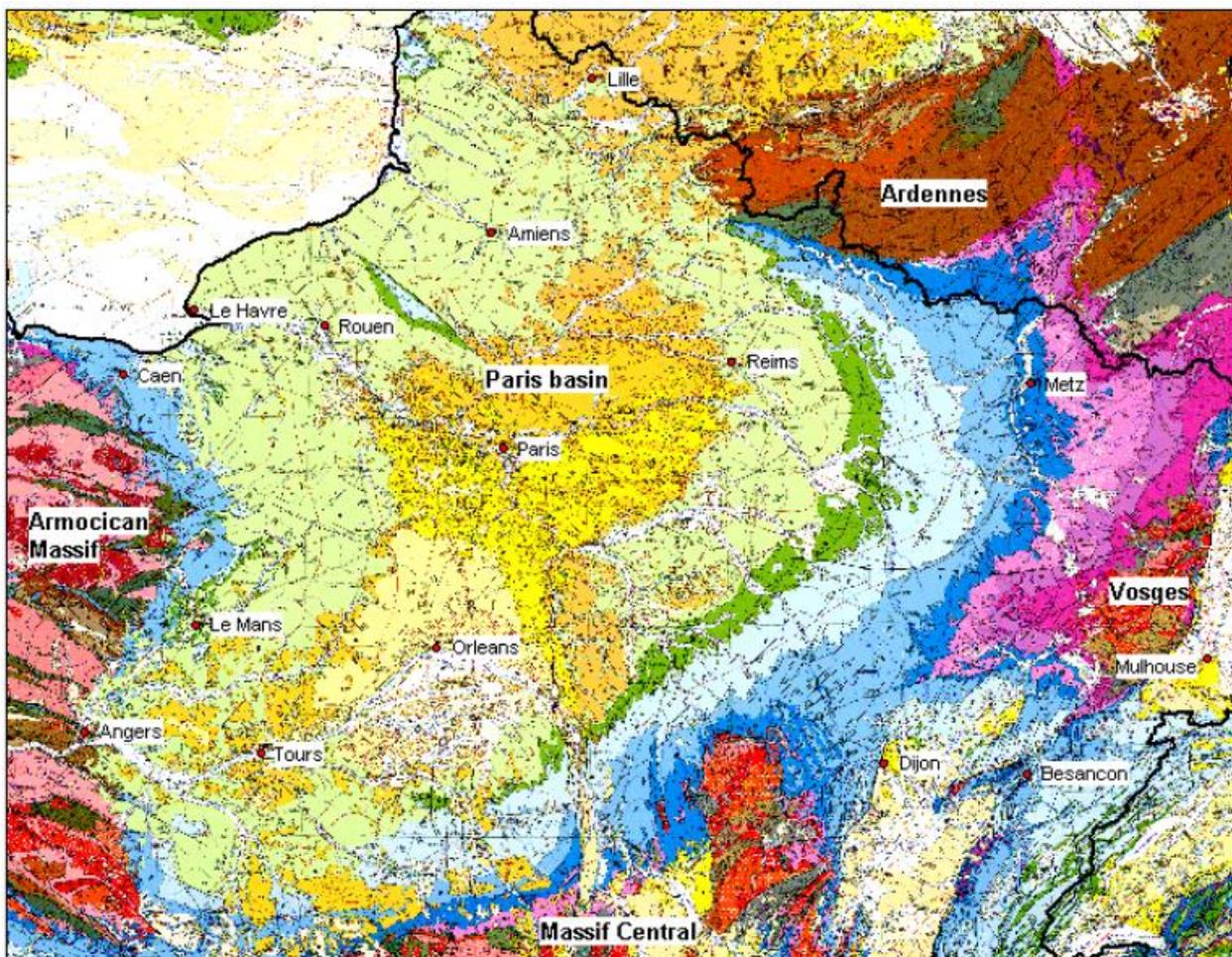


Рис. 1.2.4 – Геологическая карта Парижского бассейна.

Парижский бассейн состоит в основном из мезозойских пород. Общая структура является постоянной укладкой, но, если посмотреть на детали, ландшафты имеют дополнительную сообщенность, отмеченную большим количеством боковых фациальных изменений.

Основная информация о залежи показана на литолого-стратиграфическом разрезе (рис. 1.2.5) и на карте «Литология Парижского бассейна» (рис. 1.2.6).

**Литолого-стратиграфический разрез**

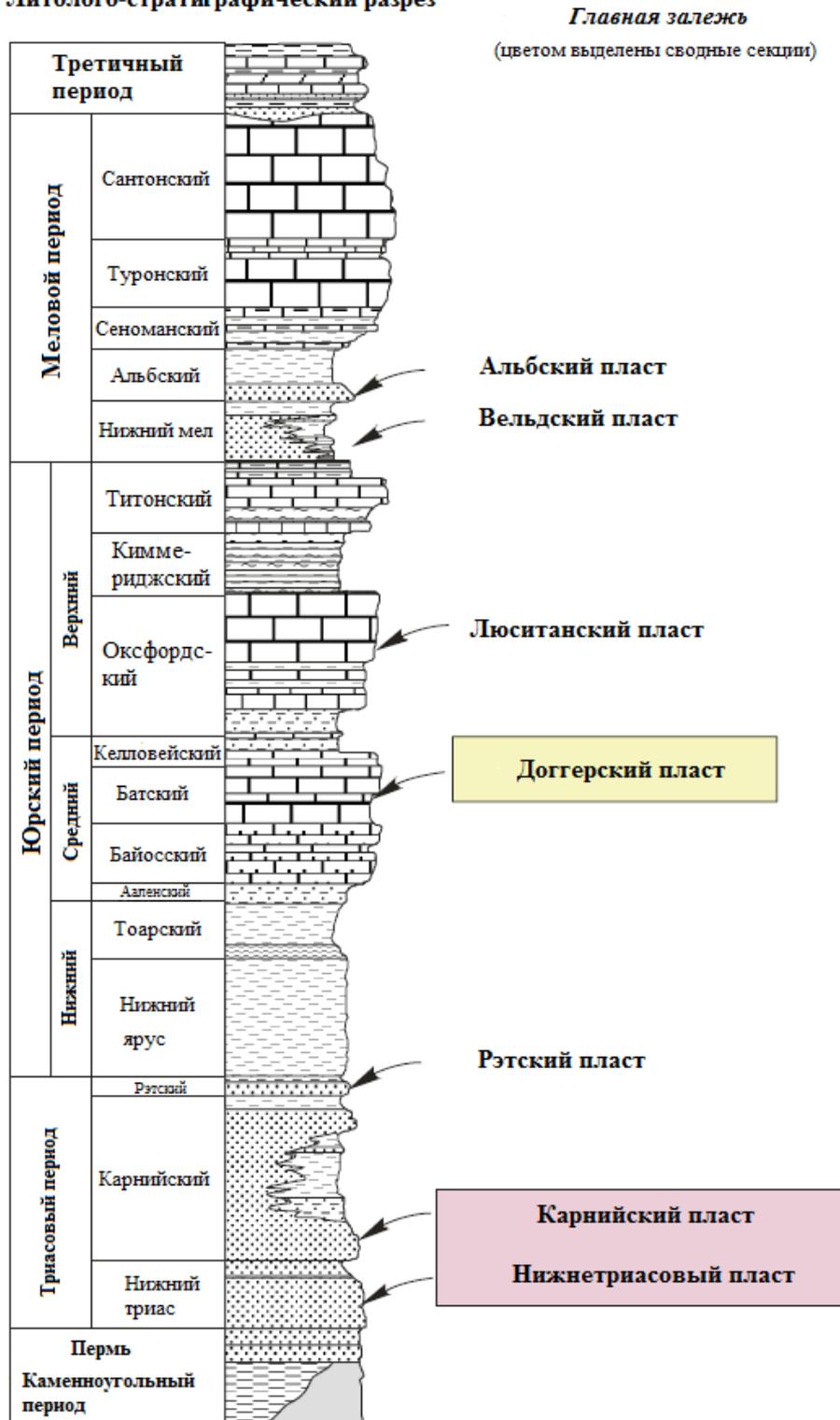


Рис. 1.2.5 – Литолого-стратиграфический разрез Парижского бассейна.

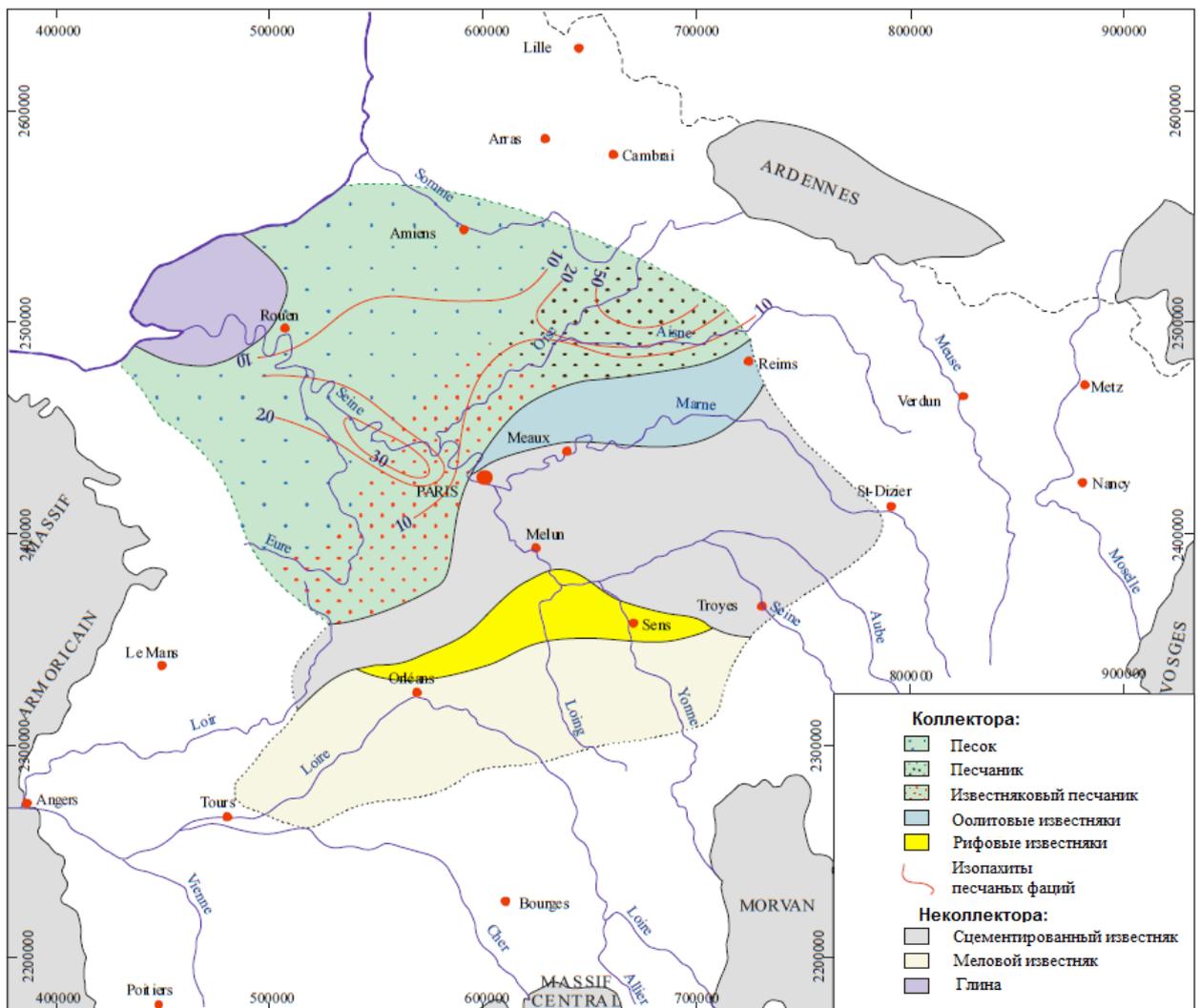


Рис. 1.2.6 – Литология Парижского бассейна.

Таким образом, краткий анализ разработанных мировых проектов по хранению  $\text{CO}_2$  дает основание полагать, что необходимо подбирать низкопроницаемые структуры для захоронения  $\text{CO}_2$ , состоящие преимущественно из пород не вступающих в химическую реакцию с  $\text{CO}_2$  в присутствие воды (песчаник, аргиллит, алевролит и т.д.) и герметичной покрывкой.

В заключение обзора стоит отметить, что вопросы связанные с выбором агрегатного состояния  $\text{CO}_2$  для частичного замещением буферного объема природного газа, а также его захоронения нуждаются в дополнительном исследовании. Эти вопросы рассматриваются в главах 3, 4, 5 настоящей работы с применением 3D моделей, а также пакета прикладных программ MATLAB.

## Глава 2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА АГРЕГАТНОГО СОСТОЯНИЯ CO<sub>2</sub>, А ТАКЖЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБЪЕКТА СПОСОБНОГО ПОДДЕРЖИВАТЬ CO<sub>2</sub> В ОПРЕДЕЛЕННОМ АГРЕГАТНОМ СОСТОЯНИИ.

### 2.1. Физические особенности агрегатных состояний CO<sub>2</sub> и их пригодность для различных процессов.

В пластовых условиях CO<sub>2</sub> может находиться в различных агрегатных состояниях в зависимости от температуры и давления [3]:

- жидком;
- газообразном;
- сверхкритическом.

Зависимость агрегатного состояния, плотности и вязкости CO<sub>2</sub> от таких характеристик, как температура и давление, показаны на рисунках 2.1, 2.2, 2.3.

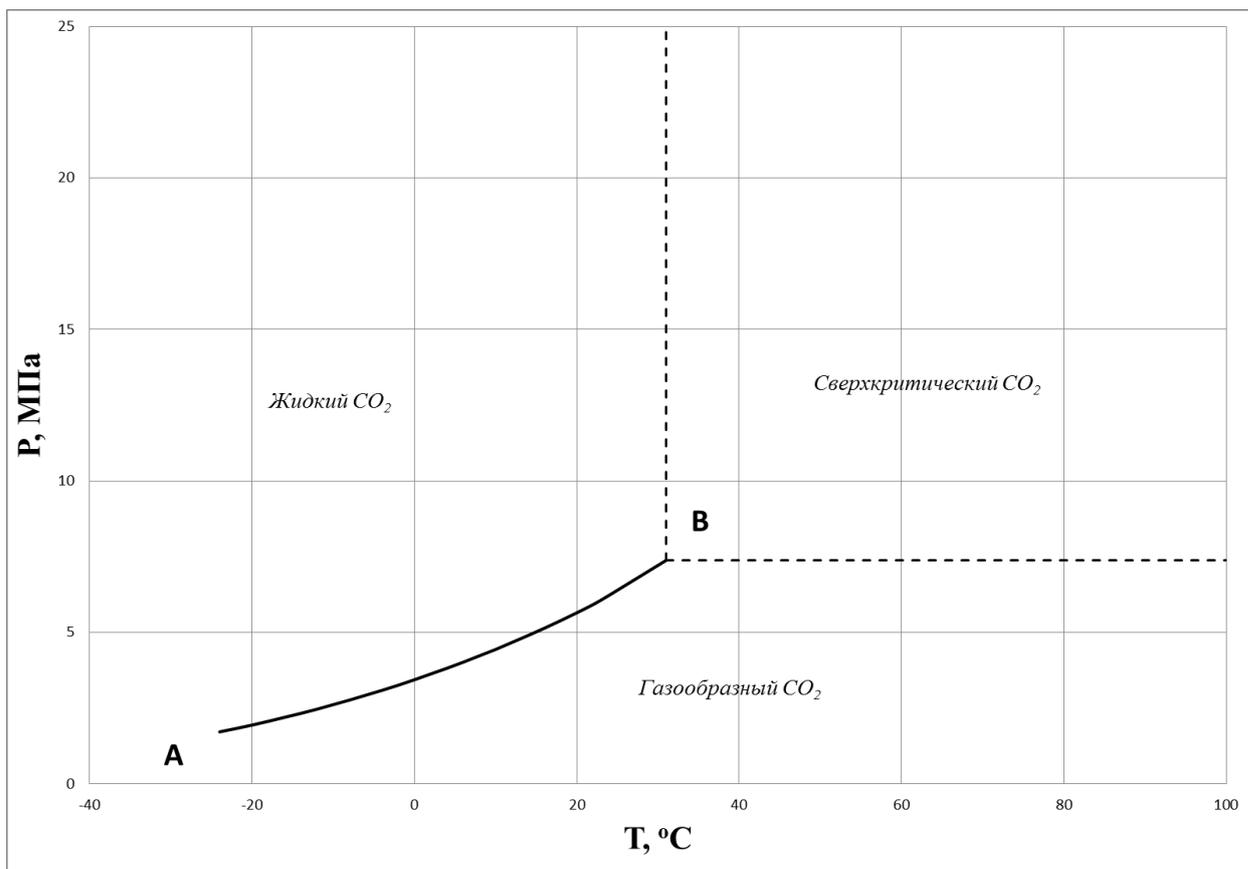


Рис. 2.1 – Фазовая диаграмма CO<sub>2</sub>.

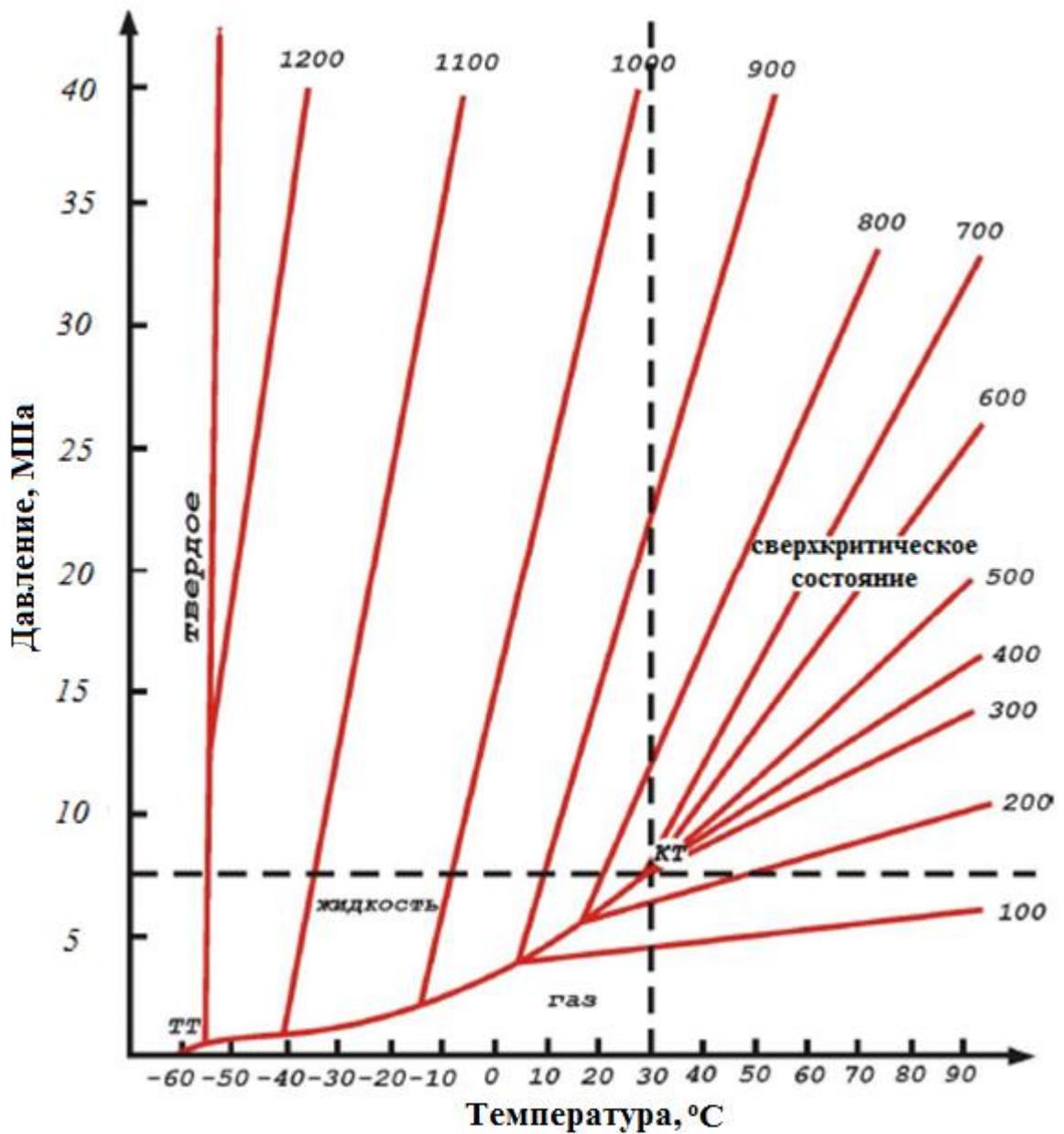


Рис. 2.2 – Изменение плотности CO<sub>2</sub> в зависимости от термобарических параметров.

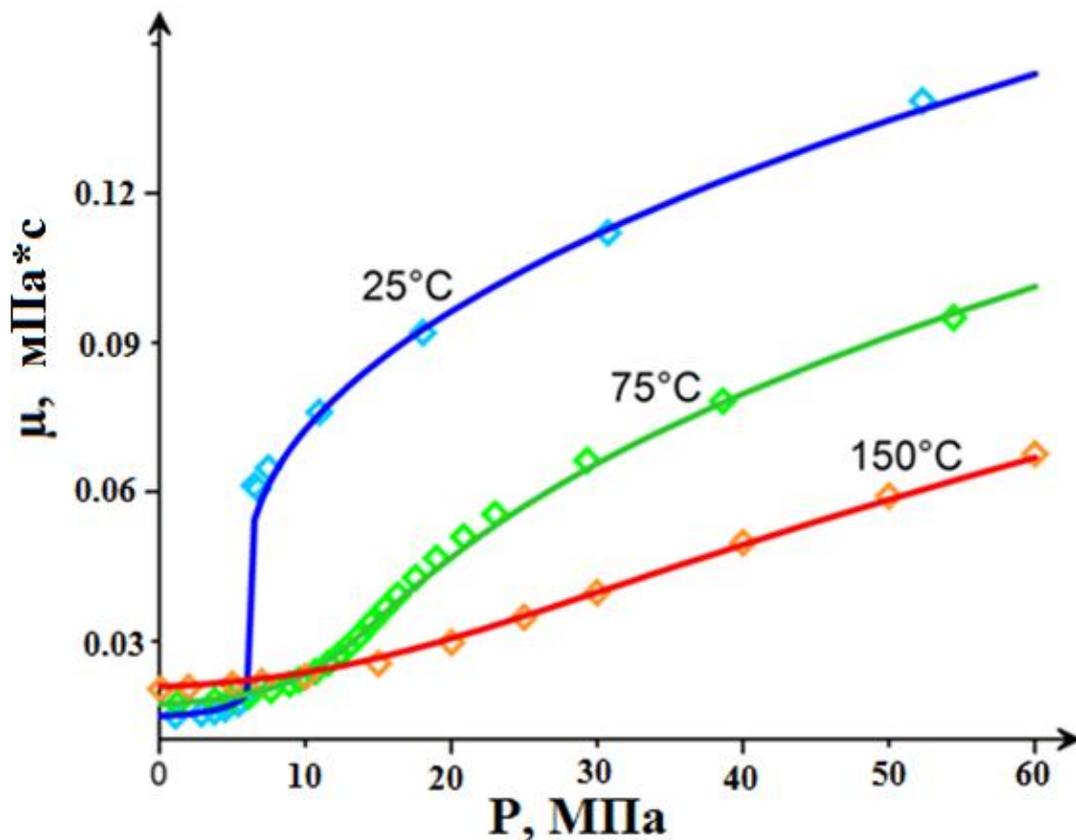


Рис. 2.3 – Зависимость динамической вязкости CO<sub>2</sub> от термобарических параметров.

Анализируя выше приведенные зависимости, можно сделать следующие выводы о физических свойствах CO<sub>2</sub>.

В газообразном состоянии CO<sub>2</sub> – бесцветный газ. Газообразному состоянию CO<sub>2</sub> соответствует широкий диапазон температур и давлений, не превышающий кривую кипения АВ. Вязкость порядка 10<sup>-5</sup> Па\*с, коэффициент диффузии – 10<sup>-5</sup> м<sup>2</sup>/с.

При температуре ниже 31°C и давлении, ограниченном линией кипения АВ, CO<sub>2</sub> находится в жидком состоянии. Он представляет собой бесцветную жидкость. В зависимости от термобарических условий его плотность меняется от 600 до 1200 кг/м<sup>3</sup>. Вязкость порядка 10<sup>-3</sup> Па\*с, коэффициент диффузии – 10<sup>-9</sup> м<sup>2</sup>/с.

При давлении выше 7,38 МПа и температуре выше 31°C и выше CO<sub>2</sub> находится в сверхкритическом состоянии. В сверхкритическом агрегатном

состоянии  $\text{CO}_2$  ведет себя как газоподобный сжимаемый флюид, но вместе с этим имеет плотность, близкую к плотности жидкости. При понижении температуры или повышении давления плотность  $\text{CO}_2$  приближается по значению к плотности жидкости. При пластовых температуре и давлении, соответствующих области сверхкритического состояния, плотность  $\text{CO}_2$  меняется в пределах от  $600 \text{ кг/м}^3$  до  $900 \text{ кг/м}^3$ . Вязкость порядка  $10^{-5}$ - $10^{-4}$  Па\*с, коэффициент диффузии –  $10^{-8} \text{ м}^2/\text{с}$ .

При давлении 23 МПа и температуре  $32^\circ\text{C}$  значение плотности сверхкритического  $\text{CO}_2$  максимально и равно  $900 \text{ кг/м}^3$ , а то же значение плотности в жидком состоянии  $\text{CO}_2$  достигается при давлении 15 МПа и температуре  $23^\circ\text{C}$ . Такая разница в требуемом давлении для хранения с одинаковой плотностью приведет к наиболее существенной экономии потребляемой мощности компрессорных станций для сжатия  $\text{CO}_2$  в случае, если закачивать  $\text{CO}_2$  в жидком агрегатном состоянии.

При одинаковой температуре вязкость воды будет в 16 раз больше вязкости жидкого  $\text{CO}_2$  и в 30 раз – сверхкритического  $\text{CO}_2$ , плотность которого равна  $800$ - $900 \text{ кг/м}^3$ , а также в 48 раз больше плотности газообразного  $\text{CO}_2$ . Из этого следует, что жидкий  $\text{CO}_2$  будет лучше оттеснять воду, чем  $\text{CO}_2$ , находящийся в газообразном или сверхкритическом состоянии. Это приведет к увеличению вместимости пласта по  $\text{CO}_2$  вследствие более высокого коэффициента вытеснения.

Коэффициент диффузии самый высокий у  $\text{CO}_2$ , находящегося в газообразном агрегатном состоянии, меньше у  $\text{CO}_2$  в его сверхкритическом агрегатном состоянии, и самый низкий у жидкого  $\text{CO}_2$ .

Обобщая проанализированные выше физические свойства  $\text{CO}_2$ , можно сделать следующие выводы.

Для замещения части буферного объема природного газа на  $\text{CO}_2$  наименее всего подходит жидкое агрегатное состояние  $\text{CO}_2$ , поскольку в этом случае требуются большие объемы жидкого  $\text{CO}_2$ , а также при закачке жидкого  $\text{CO}_2$  теряется полезный газопоровый объем, что приведет к

уменьшению емкости ловушки. Жидкий  $\text{CO}_2$  больше подходит для захоронения [21], так как он будет находиться в более компактном состоянии в пласте, то есть можно хранить большие объемы жидкого  $\text{CO}_2$ , чем газообразного и сверхкритического. Этот вопрос более детально рассматривается в главе 5 настоящей работы с применением интегрированного модульного программного комплекса компании Roxar – Tempest, позволяющего строить детальные гидродинамические модели.

Для частичного замещения буферного объема углеводородного газа  $\text{CO}_2$  больше подходит сверхкритическое агрегатное состояние, чем газообразное. Исходя из вышеописанных свойств, принципиальное значение будет иметь гравитационное разделение метана и сверхкритического  $\text{CO}_2$ . Под действием гравитационных сил  $\text{CO}_2$  будет опускаться под метан, продвигая его к забоям добывающих скважин. Также скорость фильтрации у сверхкритического  $\text{CO}_2$  меньше, чем у газообразного  $\text{CO}_2$  из-за большей вязкости сверхкритического  $\text{CO}_2$ . Этот фактор позволит избежать раннего прорыва  $\text{CO}_2$  к фону эксплуатационных скважин, что позволит продлить их эксплуатацию без примеси  $\text{CO}_2$  в скважинной продукции. Этот вопрос более детально рассматривается в главе 3, 4 настоящей работы с применением специально разработанной компьютерной программы, основанной на уравнениях неразрывности для газообразной смеси из двух компонентов, а также интегрированного модульного программного комплекса компании Roxar – Tempest, позволяющего строить детальные гидродинамические модели.

## **2.2. Основные требования к пласту-коллектору способному поддерживать CO<sub>2</sub> в определенном агрегатном состоянии.**

В мировых проектах [25, 27, 35, 38, 41, 42, 49, 50, 55], приведенных в пункте 1.2 настоящей работы, выделены общие геологические сведения пласта-коллектора, для закачки углекислого газа.

В настоящей работе разработана методика выбора пласта-коллектора, способного поддерживать CO<sub>2</sub> в нужном агрегатном состоянии для решения различных задач.

Глубина залегания пласта-коллектора выбирается исходя из необходимого, для замещения части буферного объема газа CO<sub>2</sub> и захоронения CO<sub>2</sub>, агрегатного состояния углекислого газа. Продемонстрируем определение глубины перехода CO<sub>2</sub> из одной фазы в другую, построив характерное для определённого региона распределение температуры и давления в зависимости от глубины. Далее накладываем получившуюся траекторию распределения температуры и давления на фазовую диаграмму (рис. 2.1). Получаем значения давления и температуры, соответствующие фазовому переходу CO<sub>2</sub>, и уже по ним определяем глубину перехода CO<sub>2</sub> из одного агрегатного состояния в другое. Из рисунка 2.4 видно, что при принятых условиях на глубине залегания до 600 метров условия соответствуют газообразному CO<sub>2</sub>, от 600 до 1000 метров – жидкому CO<sub>2</sub>, от 1000 метров и более – сверхкритическому CO<sub>2</sub>.

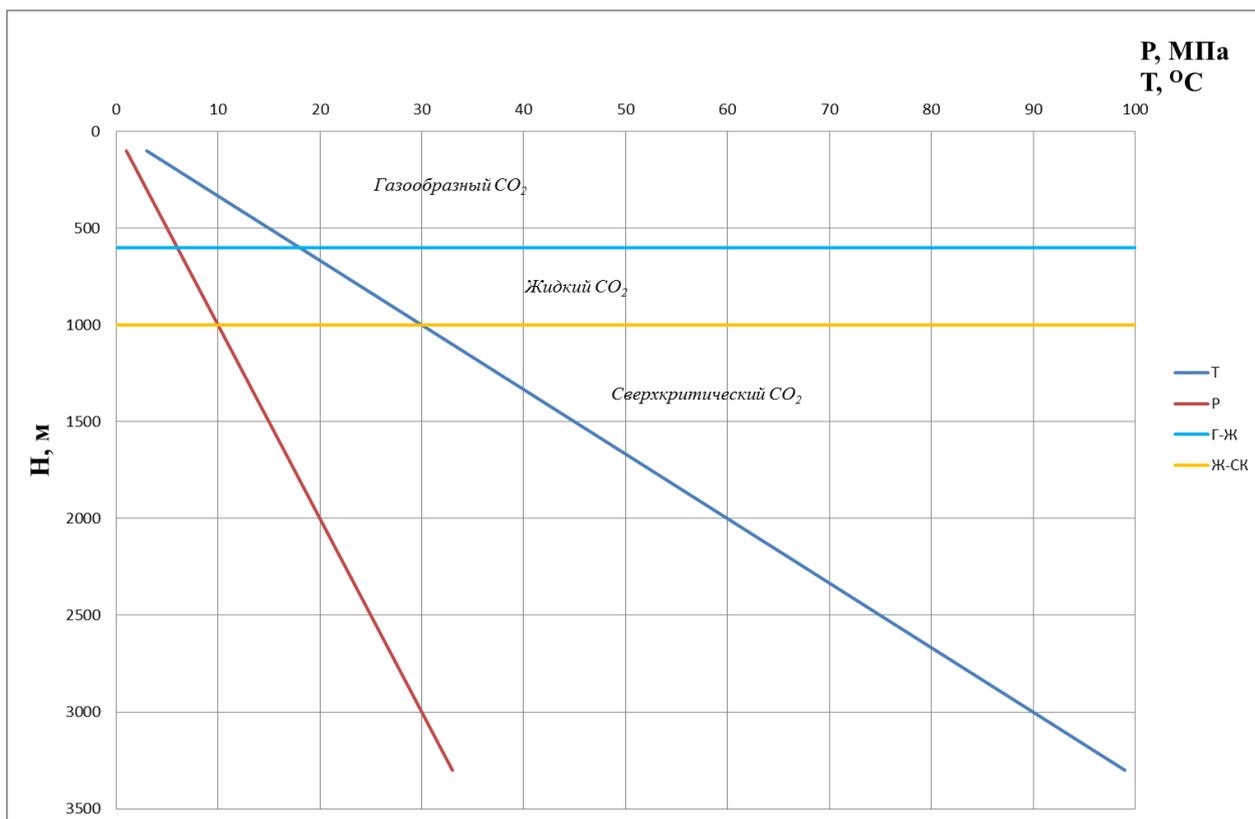


Рис. 2.4 – Агрегатное состояние CO<sub>2</sub> в зависимости от глубины залегания пласта-коллектора.

Термобарические параметры пласта-коллектора выбираются исходя из необходимого, для захоронения углекислого газа или замещения части буферного объема газа CO<sub>2</sub>, агрегатного состояния углекислого газа (рис. 2.1).

Вышеизложенные параметры пласта-коллектора подбираются так, чтобы физические свойства CO<sub>2</sub> (рис. 2.2, 2.3) достигали своего максимального значения по плотности и вязкости (обоснование приведено в пункте 2.1). Определив глубину перехода CO<sub>2</sub> из одного агрегатного состояния в другое, построим распределение плотности, вязкости CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub> от глубины при стандартном распределении температуры и давления по пласту-коллектору (рис. 2.5, 2.6). Если в регионе присутствуют зоны многолетних мерзлых пород и аномальных давлений, то зависимости (рис. 2.4-2.6) должны быть перестроены с их учетом.

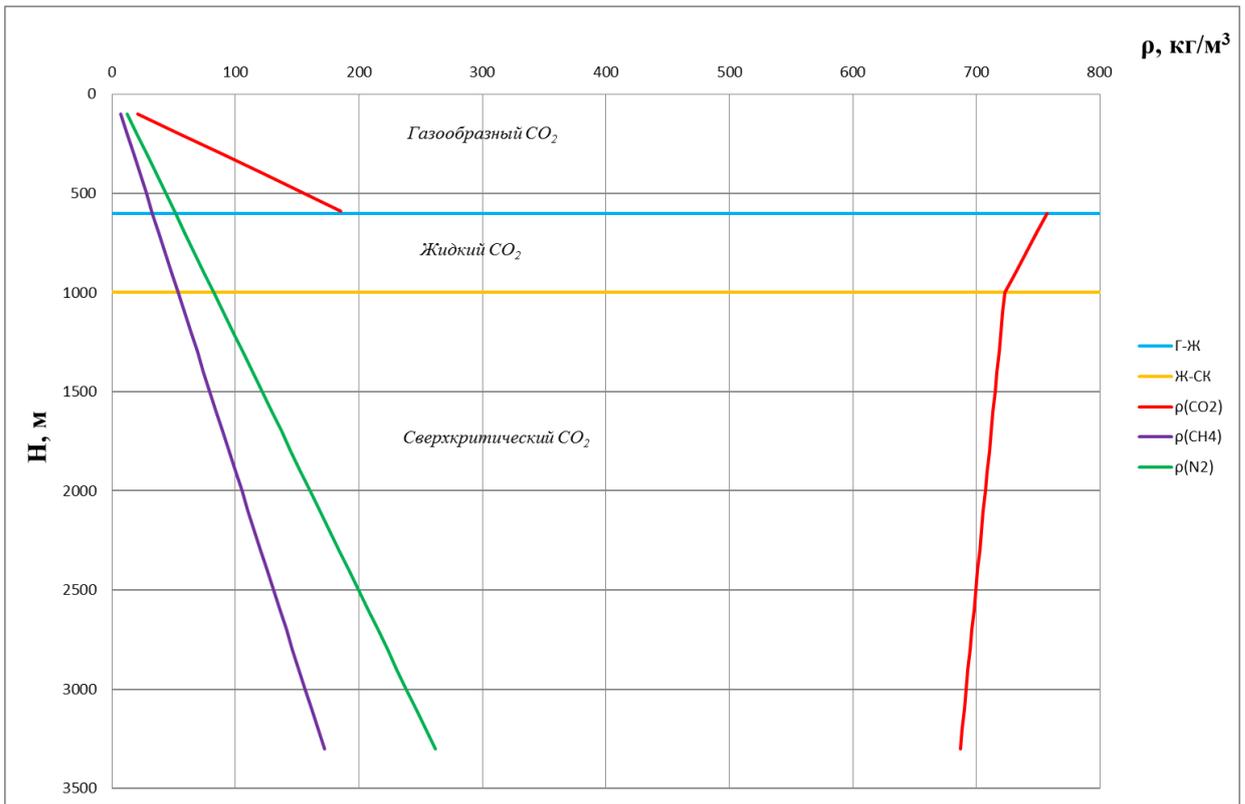


Рис. 2.5 – Распределение плотности  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2$  в зависимости от глубины залегания пласта-коллектора.

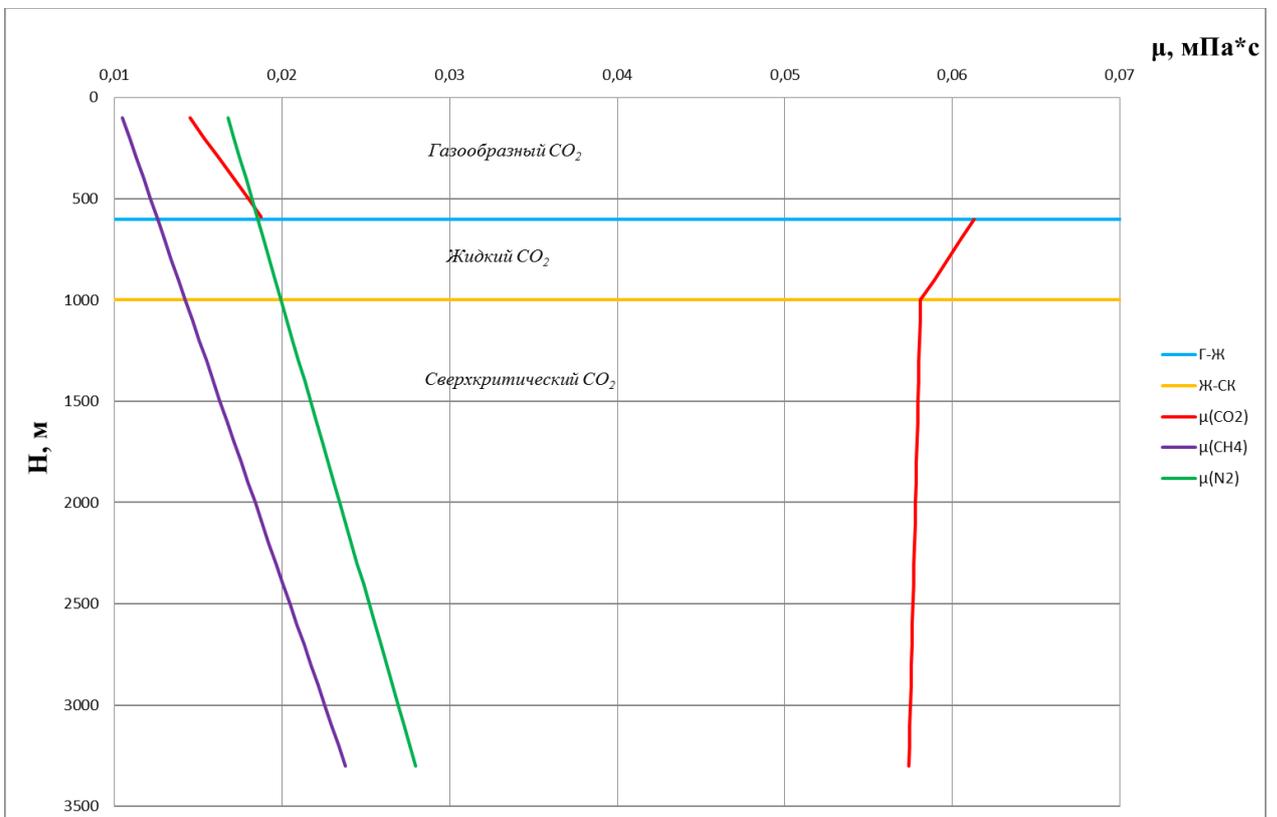


Рис. 2.6 – Распределение вязкости  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2$  в зависимости от глубины залегания пласта-коллектора.

Из рисунков 2.5, 2.6 видно, что для данного градиента температуры и давления наивыгоднейшая глубина залегания пласта-коллектора, которой соответствуют максимальные значения плотности и вязкости, для захоронения CO<sub>2</sub> составляет порядка 600 метров, для замещения части буферного объема газа – 1000 метров.

Также можно сделать вывод о большей пригодности сверхкритического CO<sub>2</sub> (исходя из физических свойств газов) для замещения части буферного объема чем азота и газообразного CO<sub>2</sub>.

В заключение главы следует отметить, что полученные выводы из анализа физических свойств CO<sub>2</sub> о пригодности его агрегатных состояний будут обоснованы расчетным путем в главах 3-5.

### **Глава 3. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРОТЕКАЮЩИХ В ПЛАСТЕ-КОЛЛЕКТОРЕ ПРИ ЗАКАЧКЕ CO<sub>2</sub> В ГАЗООБРАЗНОМ И СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ АГРЕГАТНЫХ СОСТОЯНИЯХ.**

При замещении части буферного объема газа на CO<sub>2</sub> будет актуальна задача распределения концентрации закачиваемого компонента в объекте хранения, решение которой позволит определить зону смешения компонентов CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub>, а также позволит корректно спрогнозировать объем отбора метана без примеси CO<sub>2</sub> в зоне эксплуатационных скважин, так как изменение состава добываемой продукции влияет на скважинное оборудование, цементный камень, комплекс подготовки и очистки газа и т. д.

С проблемой смешения компонентов неуглеводородного (N<sub>2</sub>) и природного газа столкнулись при создании подземного хранилища газа польского Вешховице. В работе [15] авторами была разработана технология, позволяющая решить данную задачу.

Вопросам математического моделирования многофазной фильтрации флюидов в пористых пластах посвящены работы Басниева К.С., Бузинова С.Н., Брусиловского А.И., Вяхирева Р.И., Гончарова Э.С., Гриценко А.И., Гуревича Г.Р., Жирова В.В., Журова Ю.А., Закирова И.С., Закирова С.Н., Закирова Э.С., Зотова Г.А., Коротаева Ю.П., Михайловского А.А., Ширковского А.И. и др.

#### **3.1. Построение одномерной математической модели двухкомпонентной фильтрации изотропного пласта-коллектора.**

В последние годы все большую актуальность приобретает 3D моделирование объектов нефтегазового комплекса. В значительной мере это связано с тем, что современный уровень развития вычислительной техники позволяет ставить и решать такие задачи не только в теоретическом, но и в практическом плане. Создание подобных моделей позволяет более точно и детально прогнозировать работу объектов нефтегазового комплекса.

Чтобы иметь представление о строении и структуре реального геологического объекта необходимо построение геологической модели, создание которой требует большое количество точных геолого-геофизических и других данных. Только потом, в зависимости от решаемой задачи, строится гидродинамическая модель, позволяющая оценить протекающие в пласте процессы. Все это требует больших финансовых и трудовых затрат. Поэтому целесообразно сначала исследовать процессы и закономерности протекающие при замещении части буферного объема газа сверхкритическим  $\text{CO}_2$  (см. пункт 2.1 гл. 2) на одномерной математической модели однофазной фильтрации изотропного пласта-коллектора.

Рассмотрим совместное изотермическое течение  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$  в однородной недеформируемой пористой среде. Математическое описание такой системы строится на основе уравнений неразрывности для каждого компонента, уравнений движения и соответствующих замыкающих соотношений [2].

Фильтрация смеси двух газов ( $\text{CH}_4\text{-CO}_2$ ) в одномерном случае с учетом силы тяжести описывается системой уравнений без учета молекулярной диффузии:

$$\left\{ \begin{array}{l} m \frac{\partial c \rho_1}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k c \rho_1}{\mu_1} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_1 g \sin \alpha \right) \right) \\ m \frac{\partial (1 - c) \rho_2}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k (1 - c) \rho_2}{\mu_2} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_2 g \sin \alpha \right) \right) \end{array} \right. \quad (3.1)$$

где

- $x$  – координата, м;
- $t$  – время, с;
- $p=p(x,t)$  – давление, МПа;
- $c=c(x,t)$  – концентрация  $\text{CO}_2$ ,  $1-c$  – концентрация  $\text{CH}_4$  соответственно,

д.е.;

- $\rho_i=\rho_i(x,t)$  – плотность  $i$ -го газа, вычисляемая по формуле:

$$\rho_i = \rho_{ci} \frac{pT_c}{p_c z_i T}, \quad (3.2)$$

где

- $T$  – температура газа, К;
  - $T_c$  – стандартная температура газа, К;
  - $p_c$  – давление газа при стандартных условиях, МПа;
  - $\rho_{ci}$  – стандартная плотность  $i$ -го газа, МПа;
  - $z_i$  – коэффициент сжимаемости  $i$ -го газа;
- $\mu_i = \mu_i(p)$  – вязкость  $i$ -го газа, мПа\*с;
- $m$  – пористость пласта, д.е.;
- $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;
- $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;
- $\alpha$  – угол наклона пласта по отношению к горизонтали, градусы.

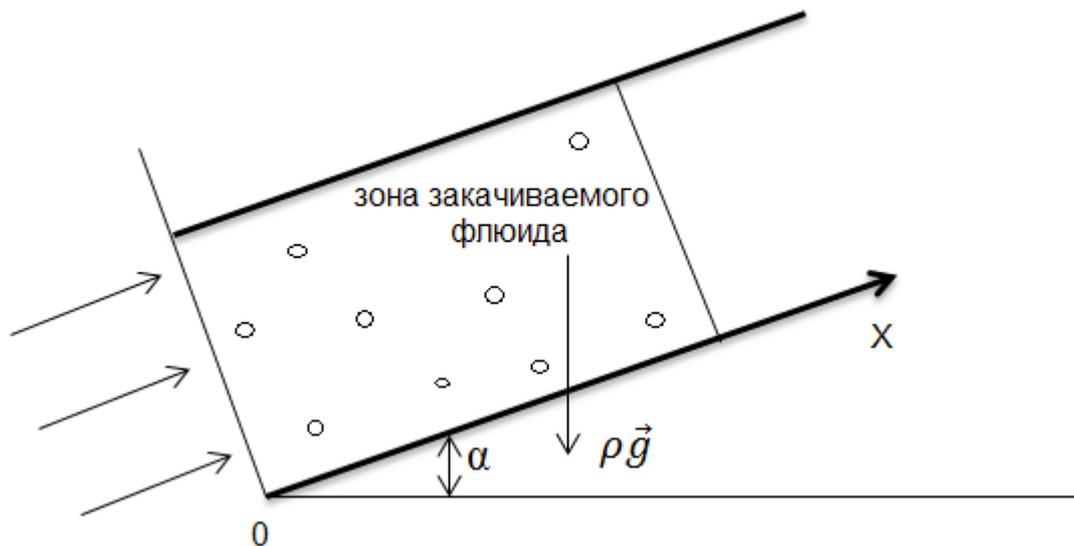


Рис. 3.1.1 – Одномерная схема двухкомпонентной фильтрации с учетом силы тяжести.

В данных уравнениях пренебрегли молекулярной диффузией, так как она протекает крайне медленно [30].

Подставляя выражение для плотности (3.2) в систему уравнений (3.1) и сокращая на константные множители, получаем систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} m \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{cp}{z_1} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kcp}{z_1 \mu_1} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_1 g \sin \alpha \right) \right) \\ m \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{(1-c)p}{z_2} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k(1-c)p}{z_2 \mu_2} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_2 g \sin \alpha \right) \right) \end{array} \right\}, \quad (3.3)$$

Преобразуем производную, стоящую в левой части первого уравнения системы (3.3), используя формулу сложной функции:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{cp}{z_1} \right) = \frac{p}{z_1} \frac{\partial c}{\partial t} + c \frac{\partial}{\partial p} \left( \frac{p}{z_1} \right) \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3.4)$$

Функции  $z_i(p)$  в некотором приближении можно считать линейными:

$$z_i = a_i p + b_i, \quad (3.5)$$

тогда получим

$$\frac{\partial}{\partial p} \left( \frac{p}{z_i} \right) = \frac{\partial}{\partial p} \left( \frac{p}{a_i p + b_i} \right) = \frac{(a_i p + b_i) - p a_i}{(a_i p + b_i)^2} = \frac{b_i}{z_i^2} \quad (3.6)$$

Подставляя (3.6) в (3.4), преобразуем систему уравнений (3.3):

$$\left\{ \begin{array}{l} m \frac{p}{z_1} \frac{\partial c}{\partial t} + m c \frac{b_1}{z_1^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kcp}{z_1 \mu_1} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_1 g \sin \alpha \right) \right) \\ -m \frac{p}{z_2} \frac{\partial c}{\partial t} + m(1-c) \frac{b_2}{z_2^2} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k(1-c)p}{z_2 \mu_2} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_2 g \sin \alpha \right) \right) \end{array} \right\}, \quad (3.7)$$

Сложим первое уравнение, умноженное на  $z_1$ , и второе уравнение, умноженное  $z_2$ , системы уравнений (3.7):

$$m \gamma \frac{\partial p}{\partial t} = z_2 \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kp}{z_2 \mu_2} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_2 g \sin \alpha \right) \right) + q^*, \quad (3.8)$$

где

$$\gamma = \gamma(p, c) = \frac{c b_1}{z_1} + \frac{(1-c) b_2}{z_2};$$

$$q^* = z_1 \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kpc}{z_1 \mu_1} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_1 g \sin \alpha \right) \right) + z_2 \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kpc}{z_2 \mu_2} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_2 g \sin \alpha \right) \right).$$

Из первого уравнения системы (3.7) выражаем:

$$m \frac{p}{z_1} \frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kcp}{z_1 \mu_1} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_1 g \sin \alpha \right) \right) - m c \frac{b_1}{z_1^2} \frac{\partial p}{\partial t}.$$

С учетом уравнения (3.8) получаем:

$$m \frac{p}{z_1} \frac{\partial c}{\partial t} = \frac{\partial c}{\partial x} \frac{kp}{z_1 \mu_1} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_1 g \sin \alpha \right) + c \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kp}{z_1 \mu_1} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_1 g \sin \alpha \right) \right) - c \frac{b_1}{z_1^2} \left( \frac{z_2}{\gamma} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kp}{z_2 \mu_2} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_2 g \sin \alpha \right) \right) + \frac{q^*}{\gamma} \right).$$

Таким образом, приходим к уравнению для концентрации следующего вида:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = A \frac{\partial c}{\partial x} + Bc, \quad (3.9)$$

где

$$A = \frac{k}{m \mu_1} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_1 g \sin \alpha \right);$$

$$B = \frac{z_1}{mp} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kp}{z_1 \mu_1} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_1 g \sin \alpha \right) \right) - \frac{b_1}{z_1 mp} \left( \frac{z_2}{\gamma} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kp}{z_2 \mu_2} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_2 g \sin \alpha \right) \right) + \frac{q^*}{\gamma} \right).$$

Запишем полученную систему уравнений:

$$\begin{cases} m\gamma \frac{\partial p}{\partial t} = z_2 \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{kp}{z_2 \mu_2} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_2 g \sin \alpha \right) \right) + q^* \\ \frac{\partial c}{\partial t} = A \frac{\partial c}{\partial x} + Bc \end{cases} \quad (3.10)$$

Таким образом, была получена система уравнений (3.10) для нахождения давления и концентрации. Данные уравнения рассматриваются в области  $D = \{(x, t): 0 \leq x \leq L, 0 \leq t \leq T_{max}\}$ .

Перейдем к определению начальных и граничных условий. В начальный момент времени  $t=0$  в пласте находится только газ 2 (метан). При  $t=0$  давление  $p$  удовлетворяет стационарному уравнению фильтрации для одного газа ( $\frac{\partial p}{\partial t} = 0$ ):

$$\frac{k}{\mu_2} \frac{\partial}{\partial x} \left( p \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_2 g \sin \alpha \right) \right) = 0 \quad (3.11)$$

Для простоты считаем  $\mu_2$  постоянным. Учитывая зависимость  $\rho_2$  от  $p$  (3.2), находим решение уравнения (3.11):

$$p(x) = p(0) \exp\left(\rho_{ci} \frac{T_c g \sin\alpha}{p_c z_2 T} x\right) \approx p(0) + x \rho_2 p(0) g \sin\alpha$$

Таким образом, начальные условия имеют вид:

$$p(x, 0) = p_o + x \rho_2 p_o g \sin\alpha, \quad (3.12)$$

$$c(x, 0) = 0, \quad (3.13)$$

где  $p_o$  – заданное начальное давление.

В левый конец пласта  $x=0$  происходит закачка газа 1 ( $\text{CO}_2$ ) с фиксированным дебитом  $q$ , поэтому имеем следующие граничные условия:

$$c(0, t) = 1, \quad (3.14)$$

$$\frac{k\rho_1}{z_1\mu_1} \left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_1 g \sin\alpha \right) (0, t) = -q. \quad (3.15)$$

Правый конец  $x=L$  закрытый, поэтому

$$c(L, t) = 0, \quad (3.16)$$

$$\left( \frac{\partial p}{\partial x} - \rho_2 g \sin\alpha \right) (L, t) = 0. \quad (3.17)$$

В итоге получили смешанную задачу (3.10), (3.12)-(3.17). Эта задача решается численно конечно-разностным методом. На каждом слое сначала находится давление из первого уравнения системы (3.10), потом оно используется для нахождения концентрации из второго уравнения системы (3.10), после чего осуществляется переход к следующему слою. Для первого уравнения системы (3.10) строится неявная схема. Для подсчета значений  $\gamma$  и  $q^*$  берутся концентрация и давление на предыдущем слое [1]. Второе уравнение системы (3.10) решается по явной схеме «уголок против потока» [1].

Систему (3.10) решали с помощью продукта компании The MathWorks, которая специализируется на разработке программного обеспечения в области численных вычислений и компьютерного моделирования – MATLAB.

Для обоснования более приемлемого агрегатного состояния были выбраны условные модельные объекты подземного хранения газа, характерные для газообразного  $\text{CO}_2$  и сверхкритического  $\text{CO}_2$ , с одинаковыми температурами и фильтрационно-емкостными свойствами пласта, но с различными начальными пластовыми давлениями, характерными для данных агрегатных состояний  $\text{CO}_2$ .

### **3.1.1. Распределение состава газа по пласту-коллектору в результате закачки газообразного $\text{CO}_2$ .**

Критерием выбора объекта подземного хранения газа являются пластовое давление, температура пласта, при которых  $\text{CO}_2$  будет находиться в газообразном состоянии. Объект представляет собой пластовую залежь со следующими основными параметрами: пластовая температура  $35^\circ\text{C}$ , проницаемость пласта 100 мД, пористость пласта 10%, угол наклона пласта до  $15^\circ$ . Было смоделировано несколько вариантов закачки газообразного  $\text{CO}_2$  (40 суток) при:

- $\alpha=0^\circ$ ,  $Q=100$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}}=2,2$  МПа,  $m=10\%$ ,  $k=100$  мД;
- $\alpha=0^\circ$ ,  $Q=100$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}}=2,2$  МПа,  $m=30\%$ ,  $k=100$  мД;
- $\alpha=0^\circ$ ,  $Q=100$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}}=2,2$  МПа,  $m=10\%$ ,  $k=300$  мД;
- $\alpha=15^\circ$ ,  $Q=100$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}}=2,2$  МПа,  $m=10\%$ ,  $k=100$  мД;
- $\alpha=15^\circ$ ,  $Q=100$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}}=2,2$  МПа,  $m=10\%$ ,  $k=300$  мД;
- $\alpha=15^\circ$ ,  $Q=100$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}}=2,2$  МПа,  $m=30\%$ ,  $k=100$  мД;
- $\alpha=-15^\circ$ ,  $Q=100$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}}=2,2$  МПа,  $m=10\%$ ,  $k=100$  мД.

Рассмотрим влияние на зону смешения «газообразный  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » таких параметров, как пористость, проницаемость, угол наклона пласта-коллектора и область закачки газообразного  $\text{CO}_2$  (рис. 3.1.1.1-3.1.1.7).

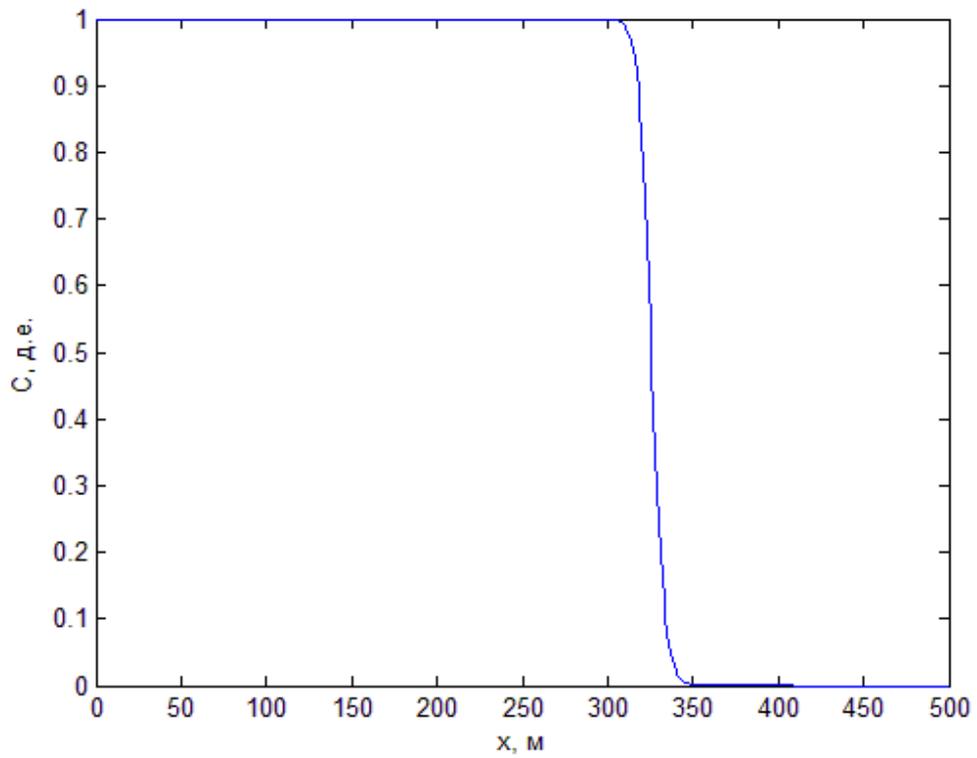


Рис. 3.1.1.1 – Распределение концентрации газообразного  $\text{CO}_2$  в пластекolleкторе.

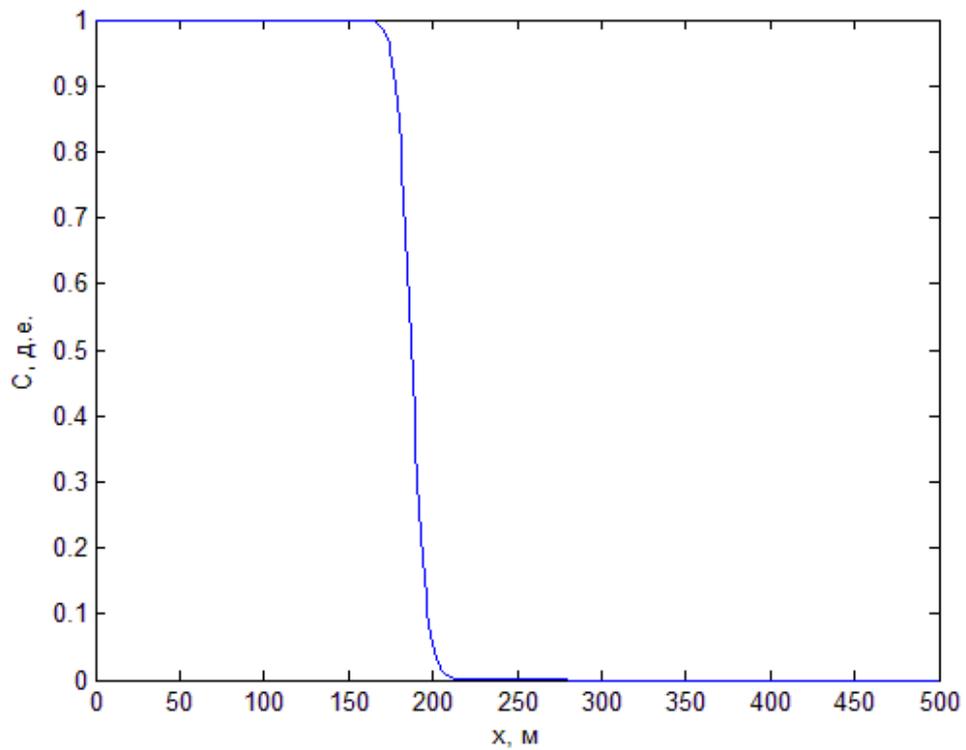


Рис. 3.1.1.2 – Распределение концентрации газообразного  $\text{CO}_2$  в пластекolleкторе.

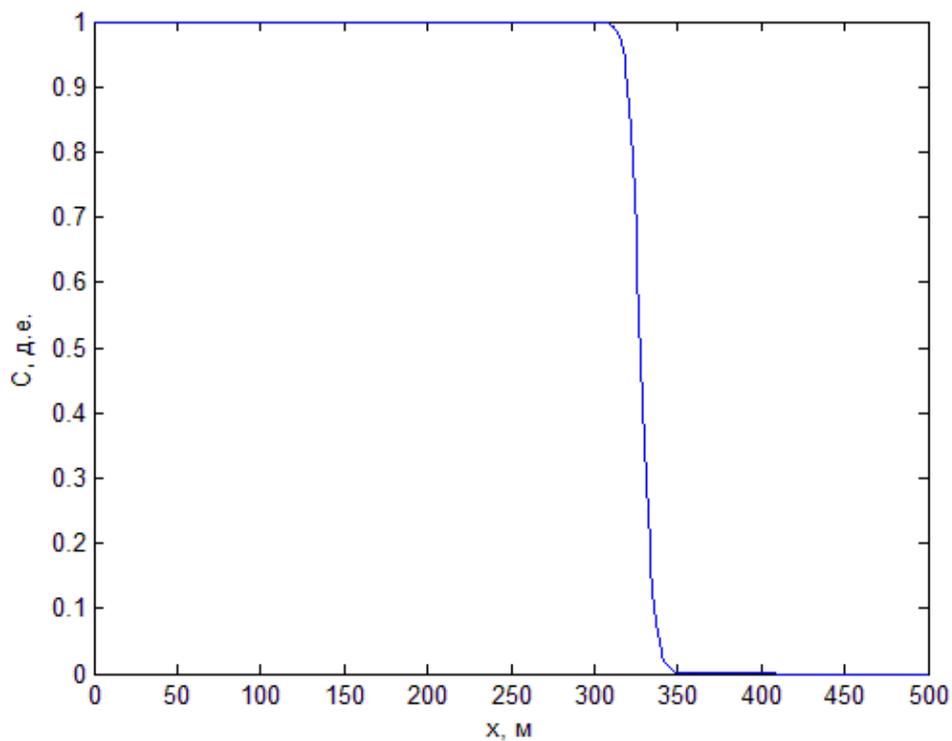


Рис. 3.1.1.3 – Распределение концентрации газообразного  $\text{CO}_2$  в пластекolleкторе.

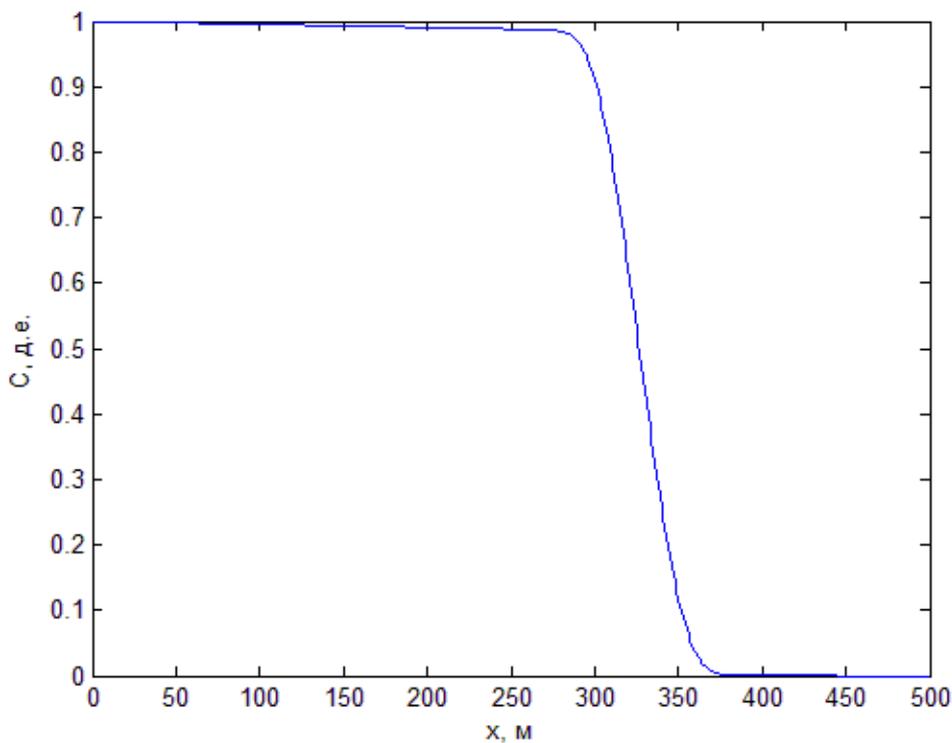


Рис. 3.1.1.4 – Распределение концентрации газообразного  $\text{CO}_2$  в пластекolleкторе.

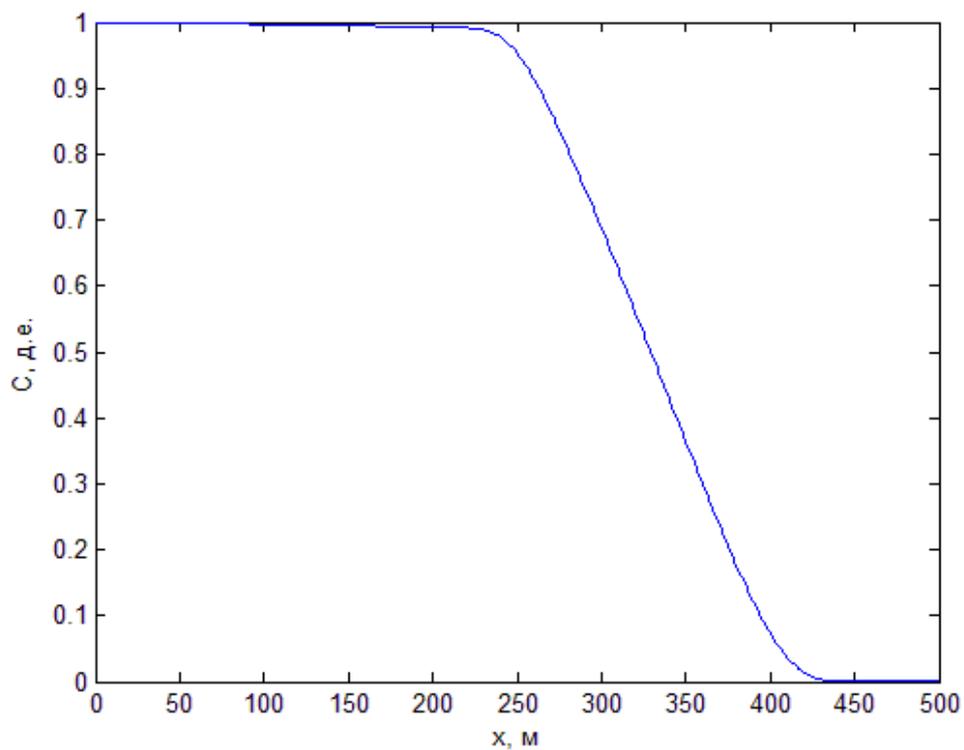


Рис. 3.1.1.5 – Распределение концентрации газообразного  $\text{CO}_2$  в пластекolleкторе.

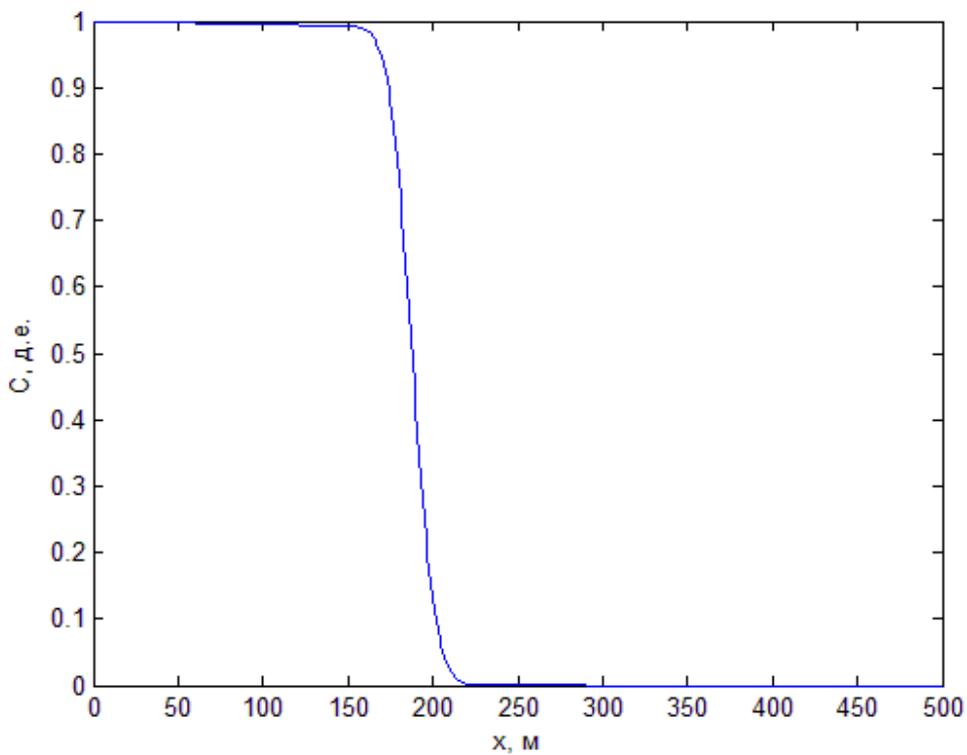


Рис. 3.1.1.6 – Распределение концентрации газообразного  $\text{CO}_2$  в пластекolleкторе.

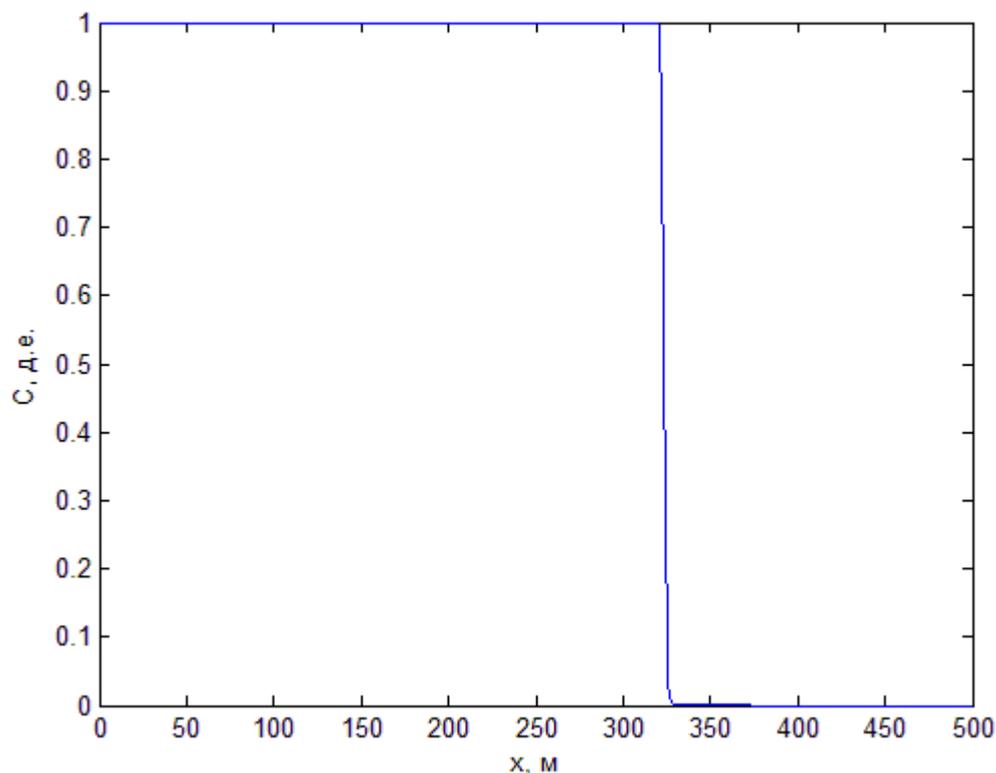


Рис. 3.1.1.7 – Распределение концентрации газообразного CO<sub>2</sub> в пласте-коллекторе.

На рисунках 3.1.1.1 -3.1.1.3 представлены результаты расчета варианта закачки газообразного CO<sub>2</sub> в горизонтальный пласт-коллектор. В частности, данные рисунки показывают, что при увеличении коэффициента пористости в 3 раза фронт распространения уменьшится с 350 до 212,5 метров, так как произошло увеличение порового объема залежи. Увеличение коэффициента проницаемости в 3 раза не привело к увеличению фронта распространения газообразного CO<sub>2</sub>, так как пласт горизонтальный и дебит закачки постоянен. Увеличение коэффициентов пористости и проницаемости на зону смешения «газообразный CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>» не повлияло. На трех рисунках – 43,75 метров.

На рисунках 3.1.1.4 -3.1.1.6 представлены результаты расчета варианта закачки газообразного CO<sub>2</sub> в купольную часть пласта-коллектора расположенного под углом. Можно видеть, что это привело к образованию следов CH<sub>4</sub> на промежутках 125-281,25 метров (до 1,1%), 162,5-218,75 метров (до 0,55%), 125-218,75 метров (до 0,55%). Фронт распространения

увеличился с 368,5 до 431,25 метров из-за увеличения коэффициента проницаемости в 3 раза, так как газообразному  $\text{CO}_2$  при уменьшении сопротивления пласта в 3 раза легче распространяться в том числе из-за наклона пласта-коллектора. Увеличение коэффициента проницаемости привело к увеличению зоны смешения «газообразный  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » с 87,5 до 206,25 метров. В том числе, при увеличении коэффициента пористости в 3 раза фронт распространения уменьшится с 368,5 до 218,75 метров, так как произошло увеличение порового объема залежи, а также привело к уменьшению растекания с 87,5 до 68,75 метров.

На рисунке 3.1.1.7 закачка газообразного  $\text{CO}_2$  происходит на периферию структуры, что ведет к минимизации зоны смешения «газообразный  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » и уменьшению фронта распространения газообразного  $\text{CO}_2$ .

Очевидно, что чем больше угол наклона пласта, тем больше зона смешения «газообразный  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » при закачке в купольную часть. При закачке на периферию при большем угле зона смещения уменьшается.

Был смоделирован вариант закачки газообразного  $\text{CO}_2$  (15 суток) с последующим отбором  $\text{CH}_4$  (10 суток). Закачка газообразного  $\text{CO}_2$  велась в купольную часть, а отбор  $\text{CH}_4$  осуществлялся из периферии пласта-коллектора расположенного под углом равным  $15^\circ$  (рис. 3.1.1.8):

$$\text{➤ } Q_{\text{CO}_2} = 100 \text{ тыс м}^3/\text{сут}, Q_{\text{CH}_4} = 100 \text{ тыс м}^3/\text{сут}, P_{\text{пл}} = 5,2 \text{ МПа};$$

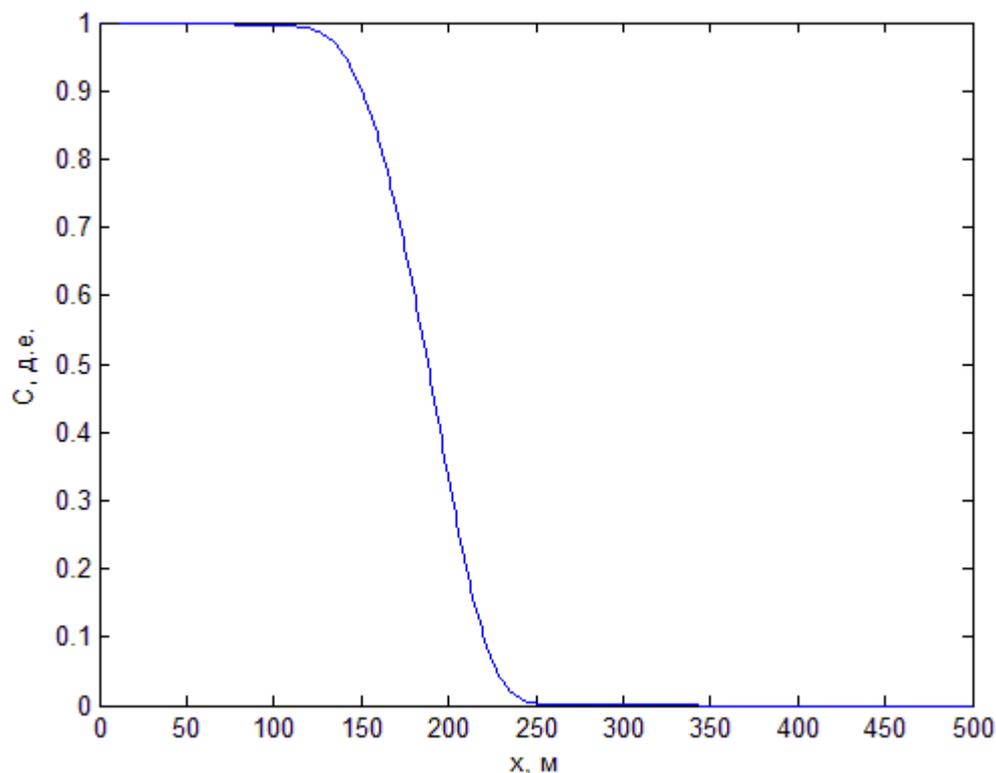


Рис. 3.1.1.8 – Распределение концентрации газообразного  $\text{CO}_2$  в пласте-коллекторе.

Из рисунка 3.1.1.8 видно, что при закачке газообразного  $\text{CO}_2$  в купольную часть и отборе  $\text{CH}_4$  из периферии пласта-коллектора зона размазывания составляет 150 метров.

Также был смоделирован вариант закачки газообразного  $\text{CO}_2$  (15 суток) с последующим отбором  $\text{CH}_4$  (10 суток), где закачка газообразного  $\text{CO}_2$  велась в периферийную часть, а отбор  $\text{CH}_4$  осуществлялся из купола пласта-коллектора расположенного под углом равным  $-15^\circ$  (рисунок 3.1.1.9):

➤  $Q_{\text{CO}_2} = 100$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $Q_{\text{CH}_4} = 100$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}} = 5,2$  МПа;

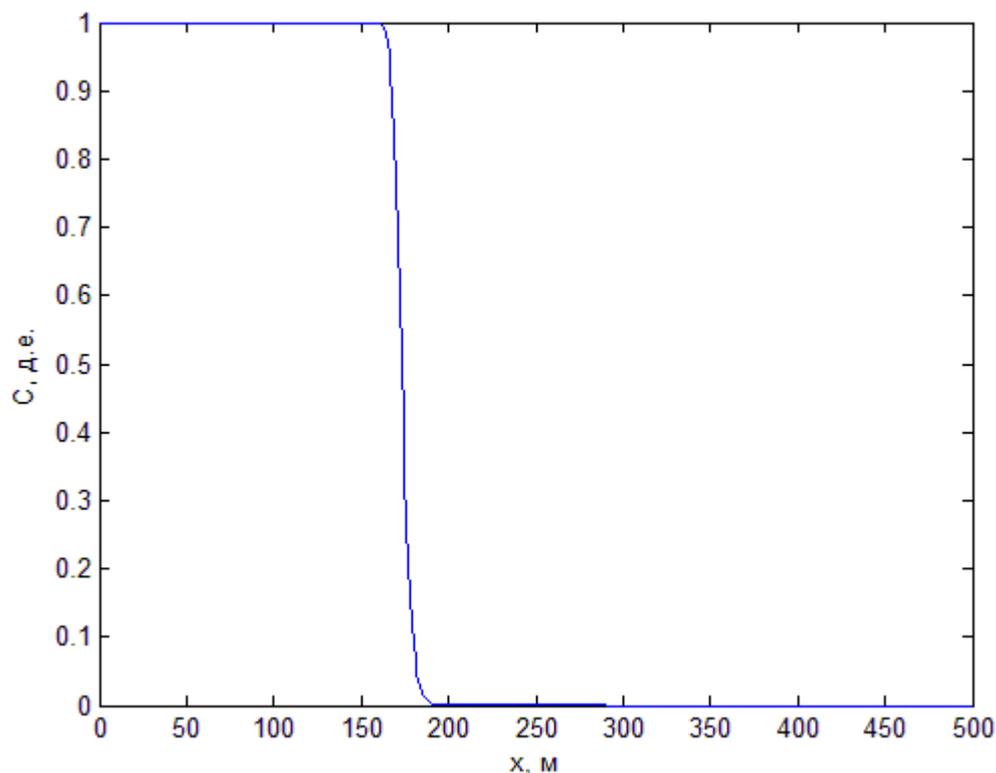


Рис. 3.1.1.9 – Распределение концентрации газообразного CO<sub>2</sub> в пласте-коллекторе.

Из рисунка 3.1.1.9 видно, что при закачке газообразного CO<sub>2</sub> в периферийную часть и отборе CH<sub>4</sub> из купола пласта-коллектора зона размазывания равна 31,5 метрам.

### 3.1.2. Распределение состава газа по пласту-коллектору в результате закачки сверхкритического CO<sub>2</sub>.

Критерием выбора объекта подземного хранения газа являются пластовое давление, температура пласта, при которых CO<sub>2</sub> будет находиться в сверхкритическом состоянии. Объект представляет собой пластовую залежь со следующими основными параметрами: пластовая температура 35°С, проницаемость пласта 100 мД, пористость пласта 0,1 д.е., угол наклона пласта равный 15° – такими же, как и при закачке газообразного CO<sub>2</sub>, чтобы выявить какое из агрегатных состояний лучше. Также для сопоставимости результатов расчетов для различных агрегатных состояний необходимо закачать одинаковый объем (в пластовых условиях) сверхкритического и

газообразного  $\text{CO}_2$ , так как моделируемые пласты имеют различное начальное пластовое давление. Рассчитать необходимый объем закачки  $\text{CO}_2$  можно с помощью уравнения Клайперона-Менделеева [6]:

$$pV = zRT, \quad (3.1.2.1)$$

где

$p$  – пластовое давление, МПа;

$V$  – закаченный объем  $\text{CO}_2$ ,  $\text{м}^3$ ;

$z$  – коэффициент сжимаемости  $\text{CO}_2$ ;

$T$  – температура пласта, К;

$R$  – газовая постоянная, Дж/(моль\*К).

Тогда дебит закачки сверхкритического  $\text{CO}_2$  равен:

$$Q_{\text{св.}\text{CO}_2} = Q_{\text{г.}\text{CO}_2} \frac{V_1}{V_2}, \quad (3.1.2.2)$$

где

$V_1$  – закаченный объем газообразного  $\text{CO}_2$  в пластовых условиях;

$V_2$  – закаченный объем сверхкритического  $\text{CO}_2$  в пластовых условиях;

Было смоделировано несколько вариантов закачки сверхкритического  $\text{CO}_2$  (40 суток) при:

- $\alpha = 0^\circ$ ,  $Q = 163$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}} = 8$  МПа,  $m = 10\%$ ,  $k = 100$  мД;
- $\alpha = 0^\circ$ ,  $Q = 163$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}} = 8$  МПа,  $m = 30\%$ ,  $k = 100$  мД;
- $\alpha = 0^\circ$ ,  $Q = 163$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}} = 8$  МПа,  $m = 10\%$ ,  $k = 300$  мД;
- $\alpha = 15^\circ$ ,  $Q = 163$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}} = 8$  МПа,  $m = 10\%$ ,  $k = 100$  мД;
- $\alpha = 15^\circ$ ,  $Q = 163$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}} = 8$  МПа,  $m = 10\%$ ,  $k = 300$  мД.
- $\alpha = 15^\circ$ ,  $Q = 163$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}} = 8$  МПа,  $m = 30\%$ ,  $k = 100$  мД.
- $\alpha = -15^\circ$ ,  $Q = 163$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$ ,  $P_{\text{пл}} = 8$  МПа,  $m = 10\%$ ,  $k = 100$  мД.

Рассмотрим влияние на зону смешения «сверхкритический  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » таких параметров, как пористость, проницаемость, угол наклона пласта-коллектора и область закачки сверхкритического  $\text{CO}_2$  (рис. 3.1.2.1-3.1.2.7).

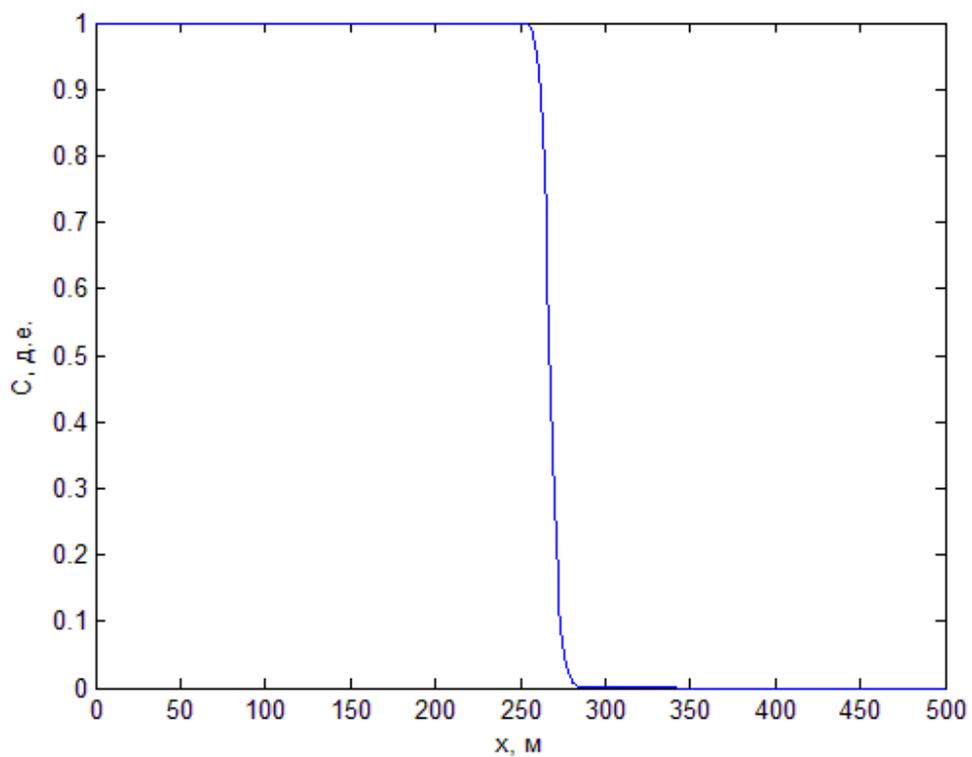


Рис. 3.1.2.1– Распределение концентрации сверхкритического  $\text{CO}_2$  в пластекolleкторе.

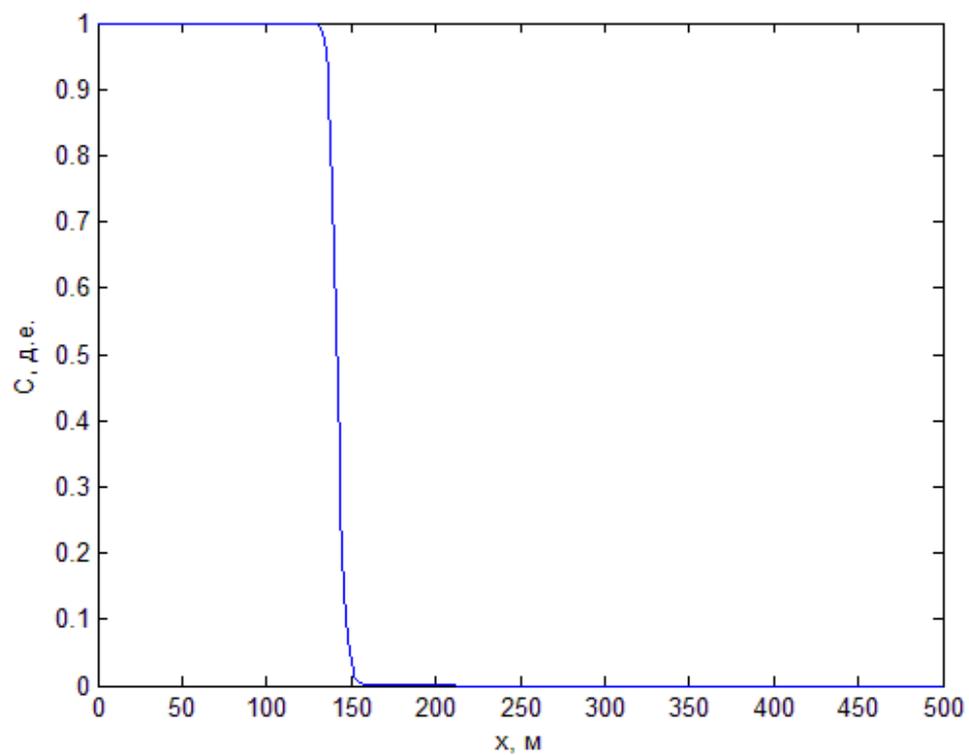


Рис. 3.1.2.2– Распределение концентрации сверхкритического  $\text{CO}_2$  в пластекolleкторе.

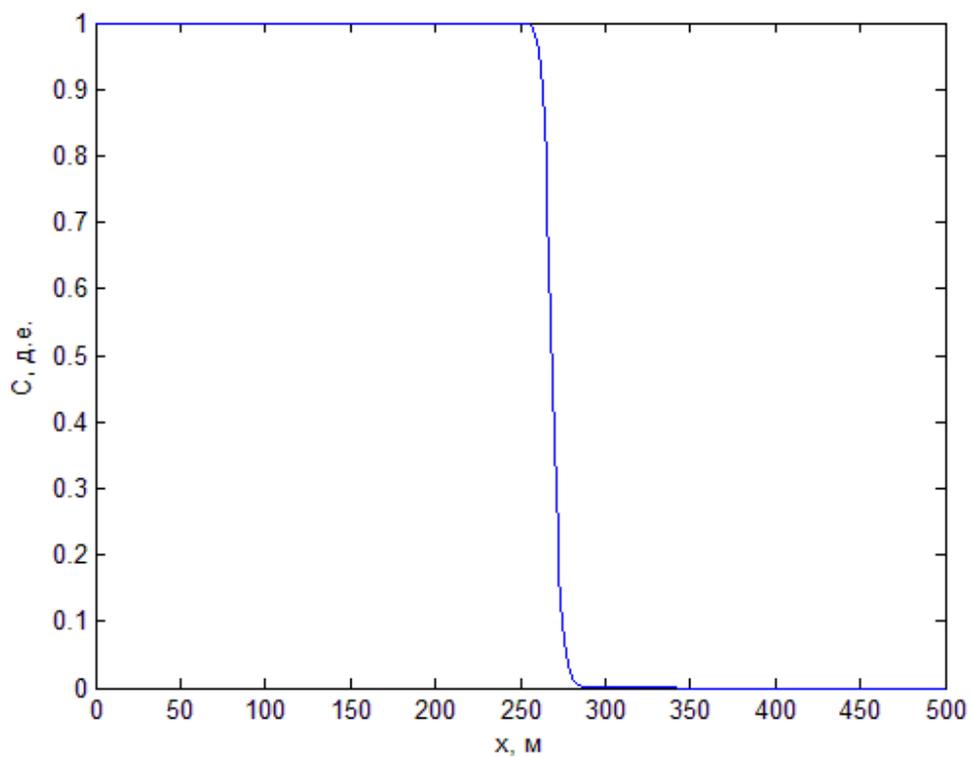


Рис. 3.1.2.3 – Распределение концентрации сверхкритического  $\text{CO}_2$  в пласте-коллекторе.

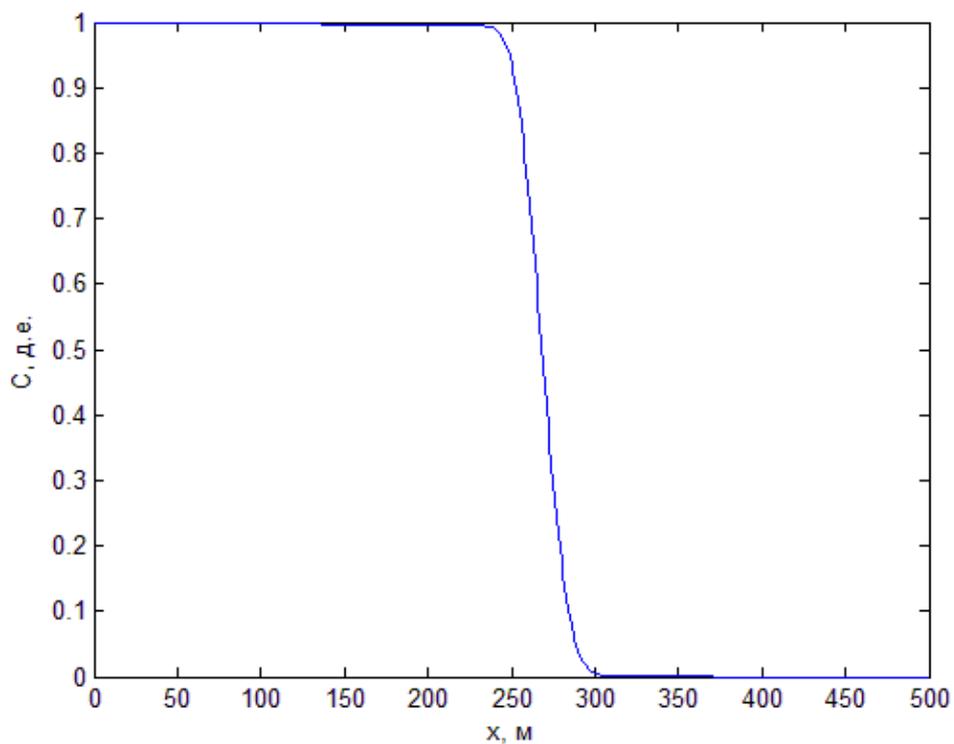


Рис. 3.1.2.4 – Распределение концентрации сверхкритического  $\text{CO}_2$  в пласте-коллекторе.

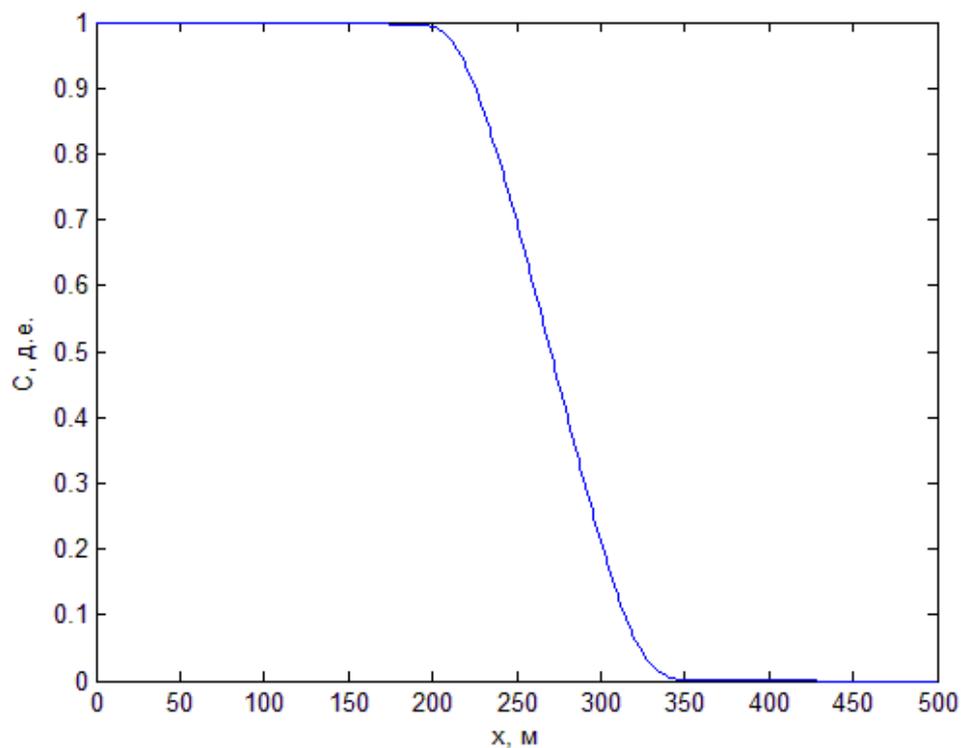


Рис. 3.1.2.5 – Распределение концентрации сверхкритического CO<sub>2</sub> в пласте-коллекторе.

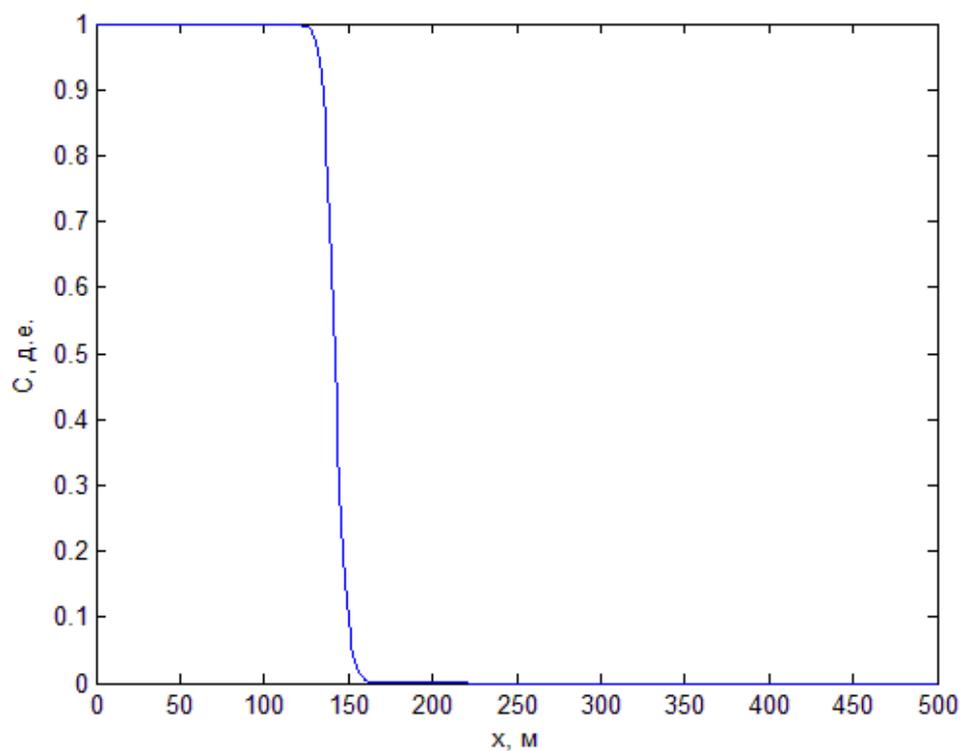


Рис. 3.1.2.6 – Распределение концентрации сверхкритического CO<sub>2</sub> в пласте-коллекторе.

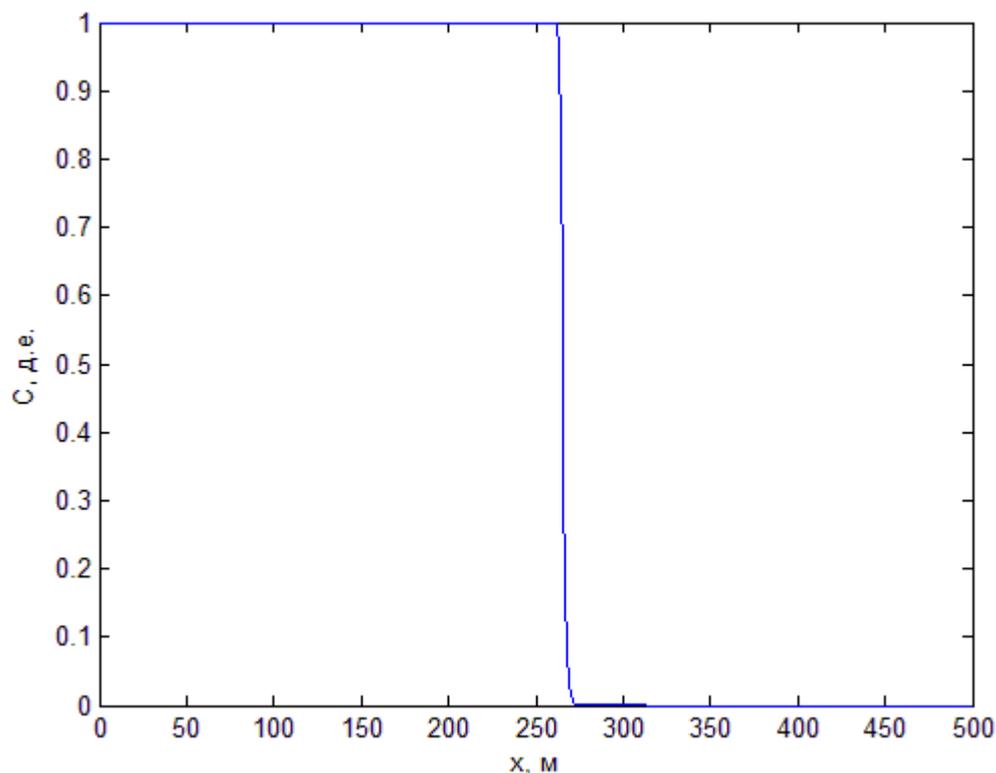


Рис. 3.1.2.7 – Распределение концентрации сверхкритического  $\text{CO}_2$  в пласте-коллекторе.

На рисунках 3.1.2.1-3.1.2.3 представлены результаты расчета варианта закачки сверхкритического  $\text{CO}_2$  в горизонтальный пласт-коллектор. В частности, данные рисунки показывают, что при увеличении коэффициента пористости в 3 раза фронт распространения уменьшится с 281,5 до 156,25 метров, так как произошло увеличение порового объема залежи. Увеличение коэффициента проницаемости в 3 раза не привело к увеличению фронта распространения сверхкритического  $\text{CO}_2$ , так как пласт горизонтальный и дебит закачки постоянен. Увеличение коэффициентов пористости и проницаемости на зону смешения «сверхкритический  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » не повлияло. На трех рисунках – 31,5 метров.

На рисунках 3.1.2.4-3.1.2.6 представлены результаты расчета варианта закачки сверхкритического  $\text{CO}_2$  в купольную часть пласта-коллектора расположенного под углом. Можно видеть, что следов  $\text{CH}_4$  на всем фронте распространения сверхкритического  $\text{CO}_2$  нет. Фронт распространения

увеличился с 300 до 343,75 метров из-за увеличения коэффициента проницаемости в 3 раза, так как сверхкритическому  $\text{CO}_2$  при уменьшении сопротивления пласта в 3 раза легче распространяться в том числе из-за наклона пласта-коллектора. Увеличение коэффициента проницаемости привело к увеличению зоны смешения «сверхкритический  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » с 62,5 до 137,5 метров. В том числе, при увеличении коэффициента пористости в 3 раза фронт распространения уменьшится с 300 до 162,5 метров, так как произошло увеличение порового объема залежи, а также привело к уменьшению растекания с 62,5 до 37,5 метров.

На рисунке 3.1.2.7 закачка сверхкритического  $\text{CO}_2$  происходит на периферию структуры, что ведет к минимизации зоны смешения «сверхкритический  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » и уменьшению фронта распространения сверхкритического  $\text{CO}_2$ .

Также стоит отметить, что чем больше угол наклона пласта, тем больше зона смешения «сверхкритический  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ ».

Был смоделирован вариант закачки сверхкритического  $\text{CO}_2$  (15 суток) с последующим отбором  $\text{CH}_4$  (10 суток). Закачка сверхкритического  $\text{CO}_2$  велась в купольную часть, а отбор  $\text{CH}_4$  осуществлялся из периферии пласта-коллектора расположенного под углом равным  $15^\circ$  (рисунок 3.1.2.8):

$$\text{➤ } Q_{\text{CO}_2} = 211 \text{ тыс м}^3/\text{сут}, Q_{\text{CH}_4} = 211 \text{ тыс м}^3/\text{сут}, P_{\text{пл}} = 10 \text{ МПа};$$

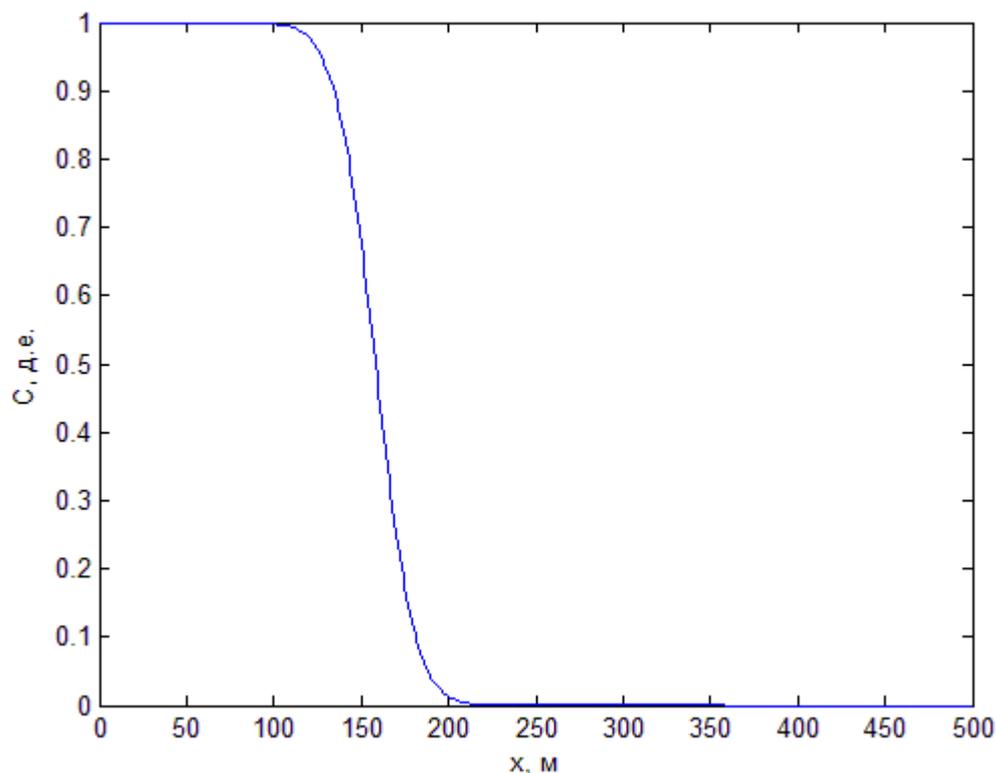


Рис. 3.1.2.8– Распределение концентрации сверхкритического CO<sub>2</sub> в пласте-коллекторе.

Из рисунка 3.1.2.8 видно, что при закачке сверхкритического CO<sub>2</sub> в купольную часть и отборе CH<sub>4</sub> из периферии пласта-коллектора зона размазывания составляет 100 метров.

Также был смоделирован вариант закачки сверхкритического CO<sub>2</sub> (15 суток) с последующим отбором CH<sub>4</sub> (10 суток), где закачка сверхкритического CO<sub>2</sub> велась в периферийную часть, а отбор CH<sub>4</sub> осуществлялся из купола пласта-коллектора расположенного под углом равным -15° (рисунок 3.1.2.9):

➤  $Q_{CO_2} = 212$  тыс м<sup>3</sup>/сут,  $Q_{CH_4} = 212$  тыс м<sup>3</sup>/сут,  $P_{пл} = 10$  МПа;

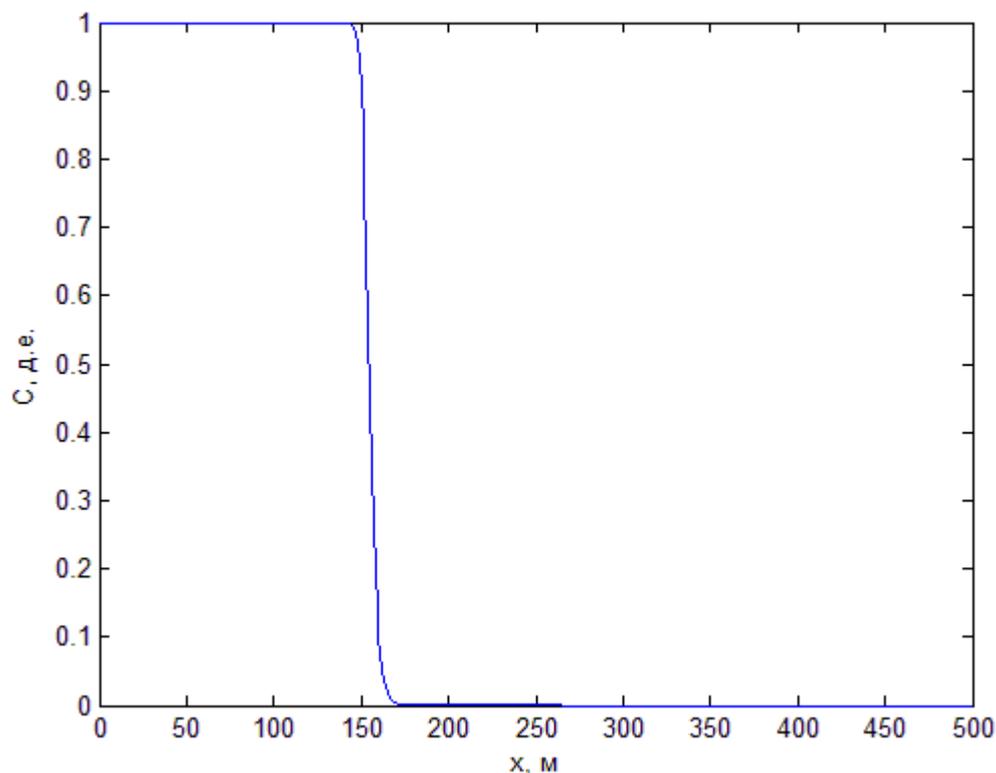


Рис. 3.1.2.9– Распределение концентрации сверхкритического CO<sub>2</sub> в пласте-коллекторе.

Из рисунка 3.1.2.9 видно, что при закачке сверхкритического CO<sub>2</sub> в периферийную часть и отборе CH<sub>4</sub> из купола пласта-коллектора зона размазывания равна 25 метрам.

### 3.2. Проверка результатов, полученных на математической модели, гидродинамическим симулятором Tempest MORE.

Tempest – интегрированный модульный программный комплекс, созданный компанией ROXAR с использованием оригинальных алгоритмов, современных и эффективных технологий программирования. Основными модулями являются:

- Tempest MORE – трехфазный трехмерный пакет гидродинамического моделирования;
- Tempest View – визуализатор, отвечающий за анализ и подготовку данных, а также их контроль.

При моделировании Tempest MORE 7.1.1 решает систему уравнений сохранения, в которую входят  $N_c$  компонентов. При композиционном моделировании это углеводородные и неуглеводородные компоненты. В модели нелетучей нефти компонентами являются нефть и газ, приведенные к поверхностным условиям, а также вода.

MORE использует два набора переменных решений. Одним из возможных наборов являются естественные переменные: давление и одна или две независимые переменные насыщения. Естественные переменные используются в модели нелетучей нефти при полностью неявной схеме решения. Совокупность из этих естественных переменных для  $N_a$  активных ячеек дает текущее решение  $X = \{P_{пл.нач.}, P_a, S_{нач.нефт.}, \dots, S_{2,a}\}$  (а – индекс ячейки).

Вторым набором переменных решений являются молярные переменные. Они включают в себя давление и молярные плотности единицы объема каждого присутствующего компонента в системе. Совокупность этих переменных для всех активных ячеек дает текущее решение  $X = \{P_{пл.нач.}, P_a, m_{1a}, \dots, m_{NcNa}\}$ .

Система дискретизации в гидродинамическом моделировании использует конечный объем. Значение переменной решения связано с объемом ячейки  $V_{ri}$ , а параметры потока определяются как функции полученных значений переменных в локальных ячейках. Уравнение сохранения массы для ячейки  $i$  за время  $\Delta t$  имеет вид:

$$M_{ci}^{(t+\Delta t)} - M_{ci}^t = V_{ri}(n_{ci}^{(t+\Delta t)} - n_{ci}^t) = \int_t^{t+\Delta t} (F_{ci} + Q_{ci}) dt, \quad (3.2.1)$$

где

$M_{ci}$  – количество компонента  $c$  в ячейке  $i$ ;

$V_{ri}$  – фактический объем ячейки  $i$ ;

$n_{ci}$  – молярная плотность единицы приведенного объема компонента  $c$  в ячейке  $i$ ;

$F_{ci}$  – поток компонента  $c$  через грань ячейки;

$Q_{ci}$  – дебит закачки/отбора компонента с в ячейке  $i$ .

На рисунках 3.2.1 и 3.2.2 представлены результаты закачки газообразного и сверхкритического  $\text{CO}_2$  в изотропный горизонтальный пласт с теми же параметрами как и в разделах 3.1.1, 3.1.2. Закачка газообразного и сверхкритического  $\text{CO}_2$  осуществлялась в течение 40 суток с  $Q=100$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$  и  $Q=163$  тыс  $\text{м}^3/\text{сут}$  (рис. 3.1.1.1, 3.1.2.1).

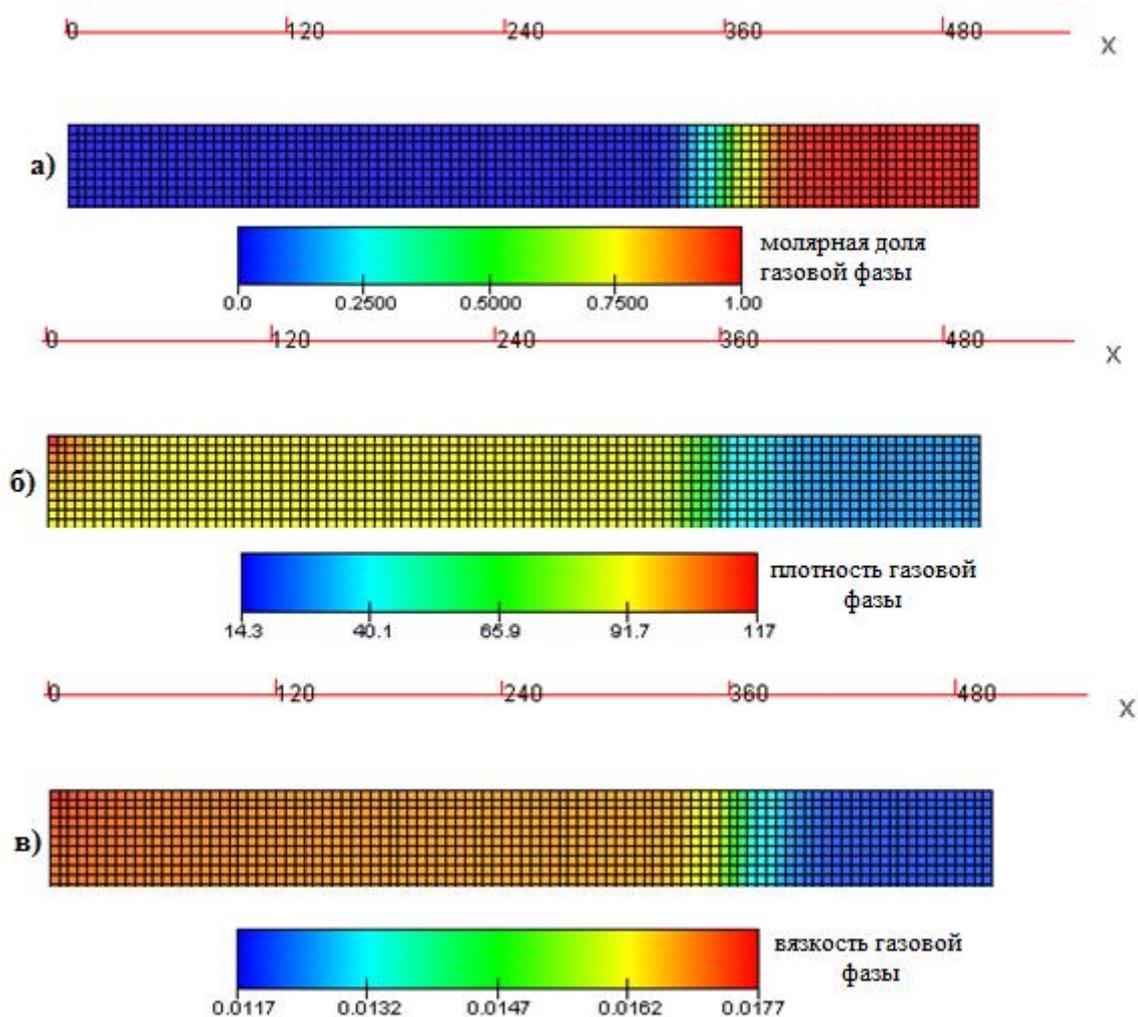


Рис. 3.2.1 – Распределение концентрации (а), плотности (б), вязкости (в) в результате закачки газообразного  $\text{CO}_2$  в пласт-коллектор.

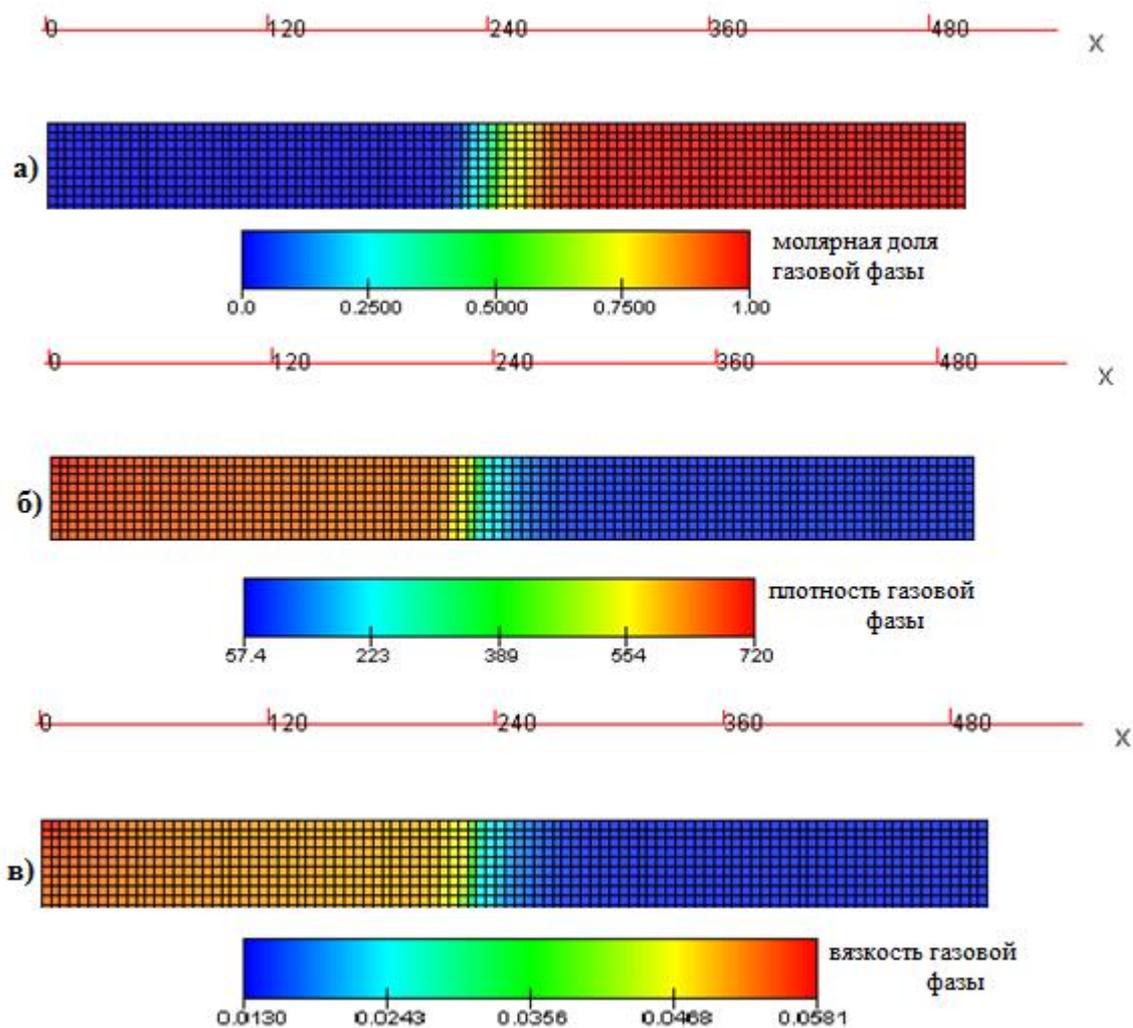


Рис. 3.2.2 – Распределение концентрации (а), плотности (б), вязкости (в) в результате закачки сверхкритического  $\text{CO}_2$  в пласт-коллектор.

В результате гидродинамического моделирования были получены зоны смешения «газообразный  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » – 55 метров, а «сверхкритический  $\text{CO}_2$ - $\text{CH}_4$ » – 45 метров. Результаты расчетов на одномерной модели отличаются от расчета гидродинамического симулятора на 2,2 % (газообразный  $\text{CO}_2$ ) и 2,6 % (сверхкритический  $\text{CO}_2$ ) соответственно.

Таким образом, симулятор Tempest MORE учитывает термобарические параметры пласта, состав газовой фазы пластовой системы, а также критические параметры, ацентрический фактор и коэффициент сжимаемости компонентов газовой фазы, фазовые насыщенности и относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, гравитационное разделение, PVT-свойства пластовой системы, фильтрационно-емкостные и

механические свойства пласта и др. в отличие от одномерной математической модели, в которой учитываются только гравитационное разделение, изменение вязкости и коэффициента сжимаемости газа.

Данная погрешность является приемлемой. Тем самым одномерная математическая модель, требующая минимальное количество данных, подходит для оценочных расчетов зоны смешения при закачке  $\text{CO}_2$  в пласт-коллектор.

Тогда анализируя решение системы уравнений (3.10) (рис. 3.1.1.1-3.1.1.9 и 3.1.2.1-3.1.2.9) можно сделать следующие выводы:

- для замещения буферного объема газа более эффективно сверхкритическое агрегатное состояние  $\text{CO}_2$ , потому что при смешении сверхкритического  $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$  образуется меньшая зона смешения, по сравнению с газообразным агрегатным состоянием  $\text{CO}_2$ ;
- необходимо подбирать пласт-коллектор с термобарическими параметрами, соответствующими сверхкритическому агрегатному состоянию  $\text{CO}_2$ ;
- При закачке  $\text{CO}_2$  в купольную часть пласта:
  - наклон пласта на угол  $\alpha$  ведет к увеличению зоны смешения;
  - наклон пласта на угол  $\alpha$  и увеличению коэффициента проницаемости ведут к большему увеличению зоны смешения «сверхкритический  $\text{CO}_2 - \text{CH}_4$ »;
  - наклон пласта на угол  $\alpha$  и увеличению коэффициента пористости ведут к уменьшению зоны смешения «сверхкритический  $\text{CO}_2 - \text{CH}_4$ »;
- для повышения эффекта гравитационного разделения закачку сверхкритического  $\text{CO}_2$  необходимо вести на крылья пласта-коллектора.

Таким образом необходимо подбирать пласт-коллектор для закачки сверхкритического  $\text{CO}_2$  с такими значениями фильтрационно-емкостных

свойств, которые минимизируют зону смешения «сверхкритический  $\text{CO}_2$  –  $\text{CH}_4$ », а также риски прорыва  $\text{CO}_2$  к эксплуатационному фонду скважин (согласно проведенным расчетам), температурой пласта и рабочим давлением на объекте ПХГ, характерными сверхкритическому агрегатному состоянию  $\text{CO}_2$ .

## **Глава 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАМЕЩЕНИЯ ЧАСТИ БУФЕРНОГО ОБЪЕМА ГАЗА НЕУГЛЕВОДОРОДНЫМИ ГАЗАМИ НА ПРИМЕРЕ КУЩЕВСКОГО ПХГ.**

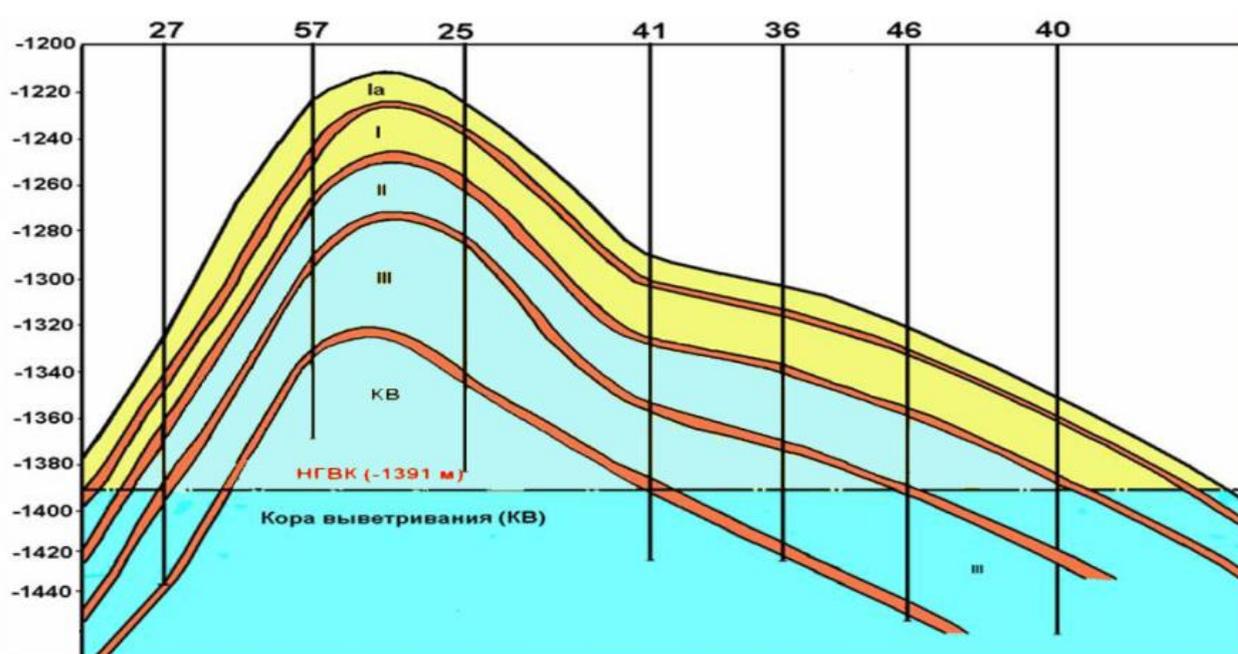
Кущевское ПХГ является крупным хранилищем в единой системе газоснабжения Российской Федерации. Оно создано на базе истощенного Кущевского газоконденсатного месторождения. Начальная площадь газоносности - 36 и 28 км<sup>2</sup>; средняя газонасыщенная толщина - 7 и 11 м; коэффициент пористости - 28 и 27%; коэффициент проницаемости - 35 и 19\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>; коэффициент газонасыщенности - 0,55 (пласты Ia и I). Запасы Кущевского месторождения составляли 31,169 млрд м<sup>3</sup>. Балансовые остаточные запасы на начало создания ПХГ составляли 1438 млн м<sup>3</sup> газа [31]. Кущевское ПХГ (протокол КГП №79-ПХГ/2011) планируют вывести на следующие показатели по объему хранимого газа, представленные в таблице 4.1. Термобарические параметры пласта-коллектора соответствуют сверхкритическому агрегатному состоянию CO<sub>2</sub>.

Таблица 4.1 – Баланс газа Кущевского ПХГ.

Показатели	
общий объем газа в пласте, млн м <sup>3</sup>	13000
активный объем газа, млн м <sup>3</sup>	6500
буферный объем газа, млн м <sup>3</sup>	6500
в т.ч. остаточные геологические запасы, млн м <sup>3</sup>	1438

### **4.1. Краткая геологическая и гидродинамическая характеристика горизонтов.**

Весь нижнемеловой продуктивный комплекс пластов делится на две толщи: верхнюю (I объект), включающий пласты Ia и I и нижнюю (II объект), куда относятся II, III пласты и кора выветривания (КВ) (рис. 4.1).



**Рис. 4.1 - Схематичный продольный геологический профильный разрез продуктивных отложений по линии скважин №№ 27-57-25-41-36-46-40.**

Первый объект представлен частым чередованием небольших по мощности песчано-глинистых пропластков (до 40) с подчиненными прослоями глин.

Второй объект представлен чередованием песчано-алевролитоглинистых пропластков и пластов с подчиненными прослоями песчаников. По типу залежи относились к пластовым сводовым. Начальное положение ГВК месторождения было принято на отметке замыкающей изогипсы (-1390м). Поверхность контакта – горизонтальная.

По результатам геологического моделирования на рисунке 4.2 показаны разрезы проницаемости и пористости Кущевского пласта-коллектора по линии скважин 2-190 [9].

Согласно классификации Сулина пластовая вода Кущевского ПХГ относится к хлоркальциевому типу, хлоридной группе с общей минерализацией 45-47 г/л. Такой тип вод характерен для гидрогеологического бассейна закрытого типа при отсутствии связи с поверхностью.

В связи с отсутствием карбонатных пород [31], пласт-коллектор Кущевского ПХГ, состоящий преимущественно из песчано-алевролитоглинистых пропластков, не будет реагировать с образованной в результате взаимодействия углекислого газа и воды углекислотой.

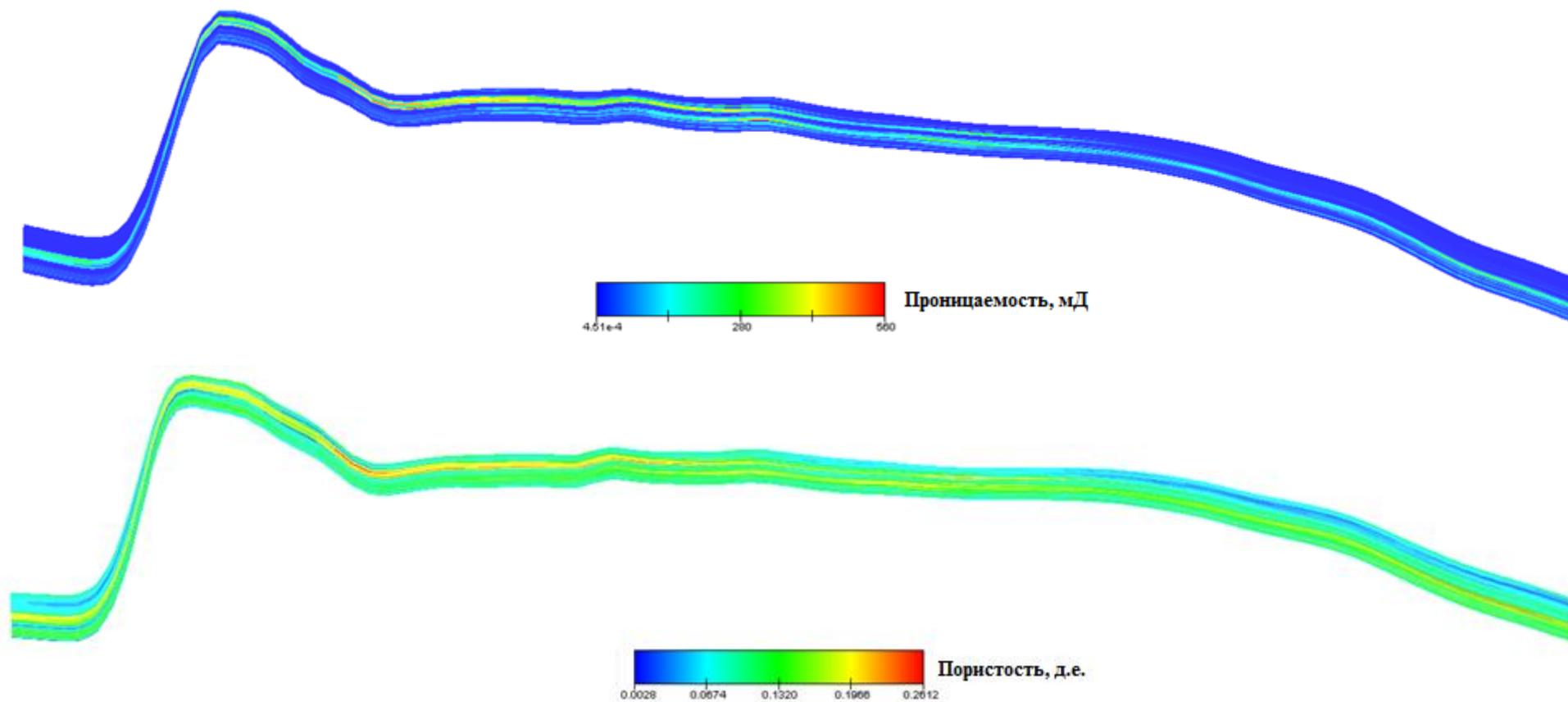


Рис. 4.2 – Распределение проницаемости и пористости Кущевского пласта-коллектора по линии скважин 2-190.

#### **4.2. Результаты моделирования замещения части буферного объема газа на сверхкритический CO<sub>2</sub>.**

Температура пласта – +47,5 °С, пластовое давление в зоне эксплуатационных скважин на конец закачки равно 13,56 МПа, а на конец отбора (при отборе всего оперативного резерва) – 6 МПа. В зоне расположения наблюдательных скважин №№ 312, 317, 319, 320 среднее значение пластового давления при отборе/закачке равно 11,9-12,2 МПа (анализ замеров пластового давления предоставляемых геологической службой Кушевского ПХГ). Таким образом, данная область является застойной и наиболее пригодной для закачки неуглеводородных газов с целью замещения метана в буферном объеме газа. Также термобарические параметры данной области соответствуют сверхкритическому агрегатному состоянию CO<sub>2</sub>. Данная область также является погруженной, что должно усилить эффект гравитационного разделения CO<sub>2</sub> и метана.

Моделирование нагнетания сверхкритического CO<sub>2</sub> осуществлялось в четыре моделируемых куста (в одном кусте 5 нагнетательных скважин), расположенных на юге, юго-западе, западе и северо-западе структуры (районы скважин №№312, 316, 317, 320), вблизи с контуром ГВК, что позволит оттеснить больший объем метана в более короткие сроки в зону эксплуатационного фонда скважин (рис. 4.2.1).

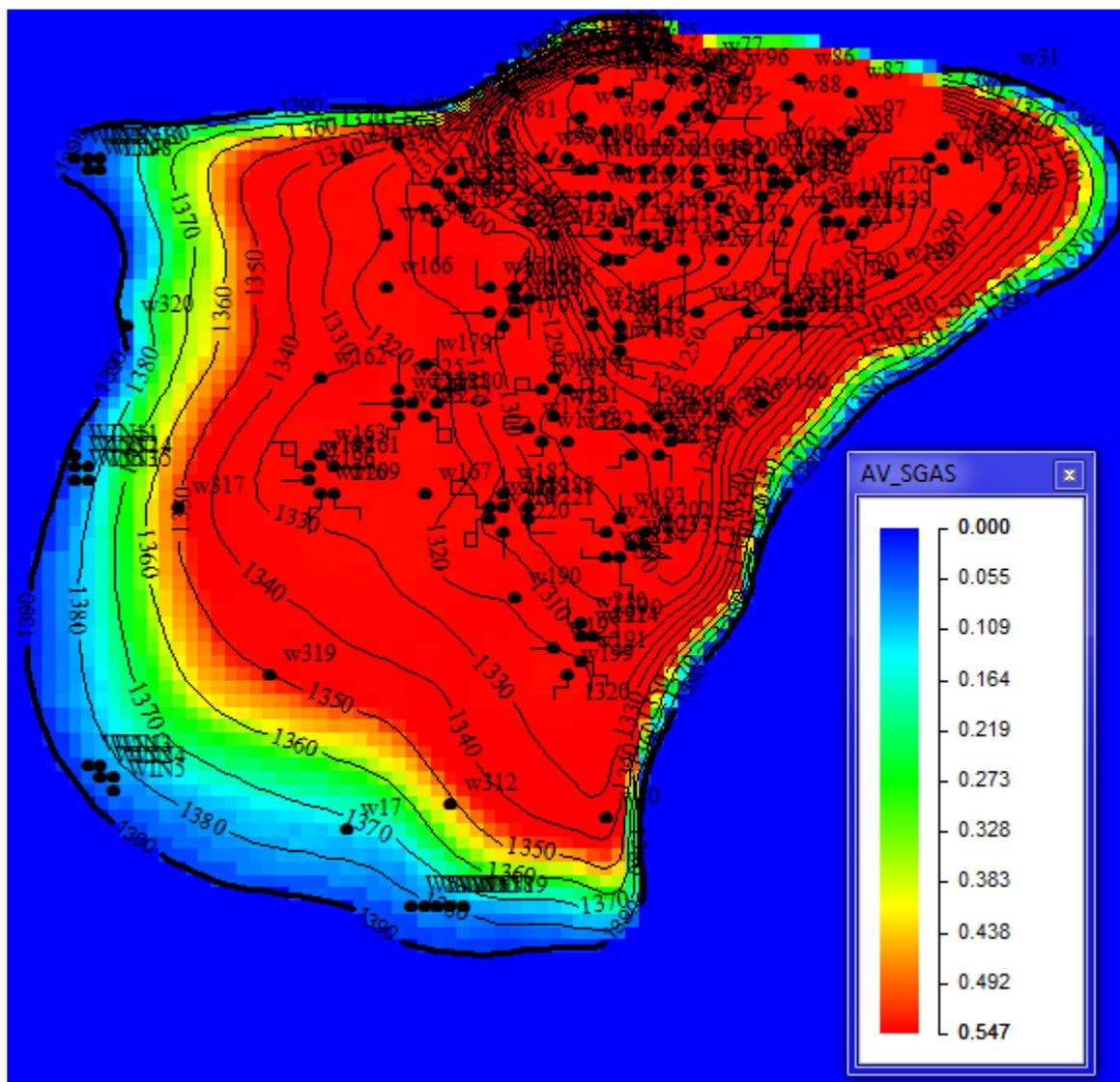


Рис. 4.2.1 – Распределение газонасыщенности до закачки сверхкритического CO<sub>2</sub>.

Темп закачки CO<sub>2</sub> на один куст составляет 0,5 млн м<sup>3</sup>/сут. Закачка CO<sub>2</sub> ведется до достижения молярной доли CO<sub>2</sub> в скважинной продукции эксплуатационных скважин не более 2,5% (рисунок 4.2.2) при отборе, согласно СТО Газпром 089-2010. В результате чего в пласт-коллектор было закачено 2310 млн м<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>, который в пластовых условиях будет находиться в сверхкритическом состоянии (рис. 4.2.3), что составляет 35,5% от общего буферного объема газа (таб. 4.2.1).

Таким образом, 2310 млн м<sup>3</sup> буферного объема природного газа заменят 2310 млн м<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> в Кущевском ПХГ.

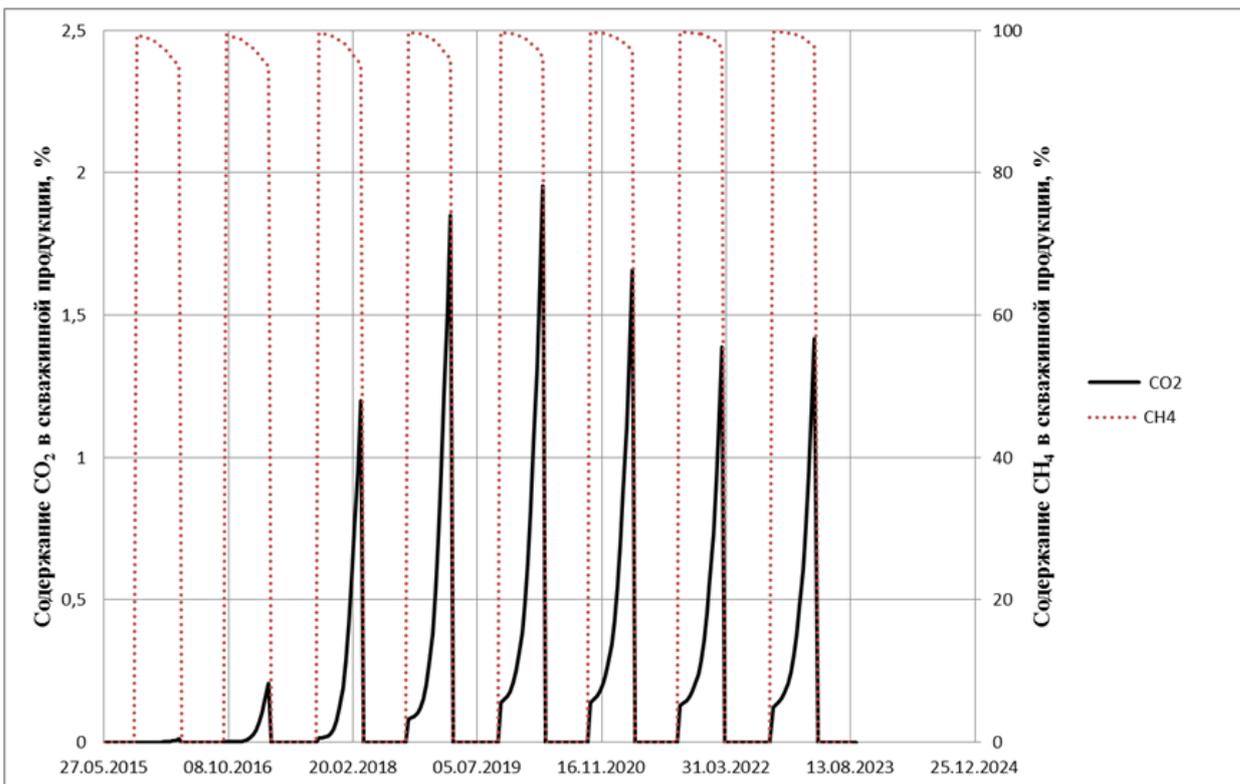


Рис. 4.2.2 – Изменение концентрации CO<sub>2</sub> и CH<sub>4</sub> в результате отбора газа по годам.

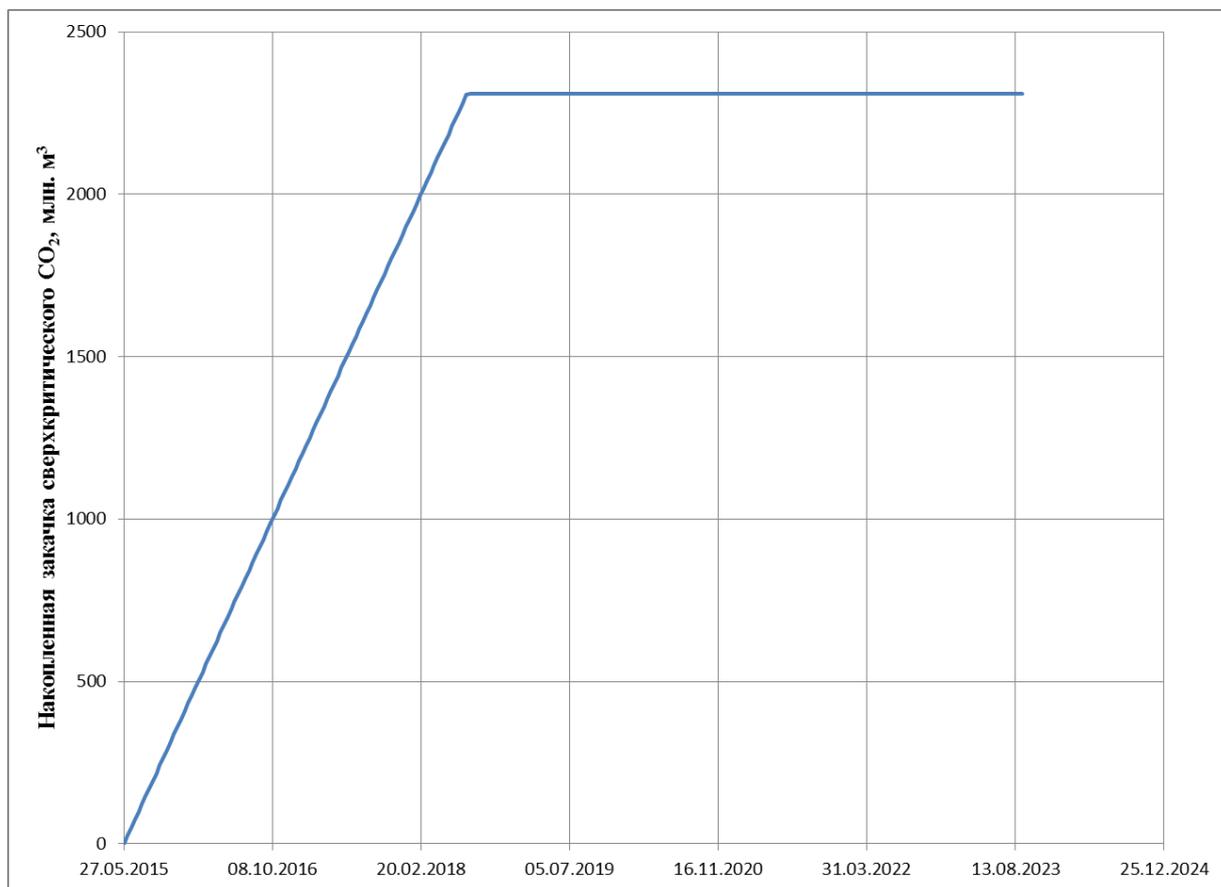


Рис. 4.2.3 – Накопленная закачка CO<sub>2</sub>.

На рисунке 4.2.4 представлено распределение газонасыщенности по первому расчётному слою (который расположен ниже кровли пласта-коллектора) на конец расчетного периода. Видно, что метан находится преимущественно в пределах проектной замыкающей изогипсы -1390, в то время как часть закачанного объема  $\text{CO}_2$  вышла за ее пределы. В процессе моделируемой циклической эксплуатации Кушевского ПХГ дальнейшего распространения фронта  $\text{CO}_2$  не наблюдается как за пределы контура ГВК, так и в центральную зону.

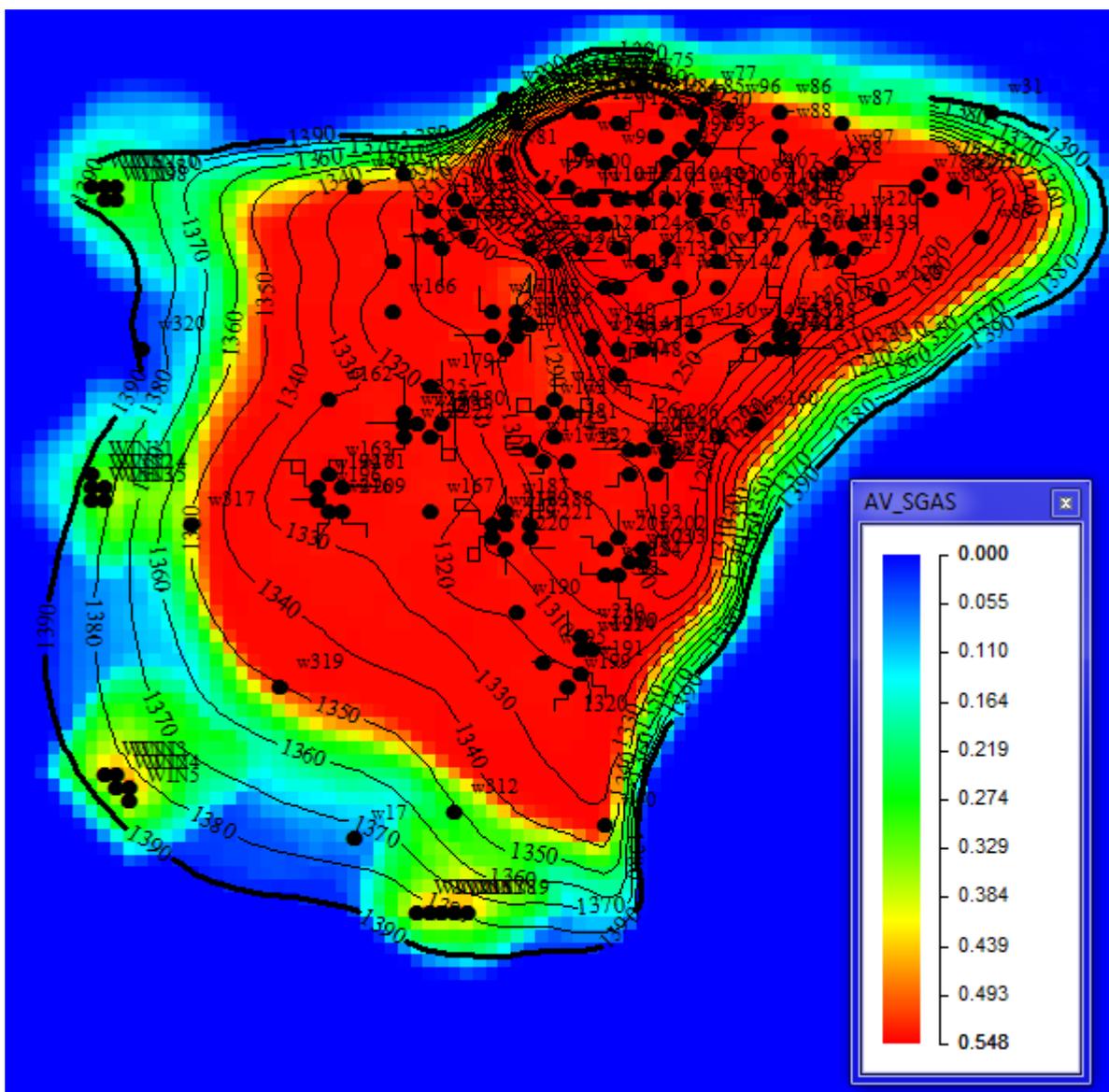


Рис. 4.2.4 – Распределение газонасыщенности на конец расчетного периода.

На рисунках 4.2.5-4.2.6 представлены распределение концентрации по 24 слою (высокопроницаемый) ПДГТМ (номера слоёв считаются от кровли

пласта-коллектора), а также разрезы с распределениями концентрации, плотности, вязкости сверхкритического CO<sub>2</sub>.

Из рисунков 4.2.7-4.2.8 видно, что сверхкритический CO<sub>2</sub> стремится осесть к подошве под действием гравитационной силы, так как его плотность превосходит плотность метана в 6 раз.

Из разрезов 4.2.9-4.2.12 видно, что концентрация сверхкритического CO<sub>2</sub> у эксплуатационного фонда скважин пренебрежимо мала, так как вязкость сверхкритического CO<sub>2</sub> в 4,2 раза больше вязкости метана, что в свою очередь ведет к уменьшению скорости фильтрации сверхкритического CO<sub>2</sub>. Также вследствие наклона пласта, сила тяжести, действующая на сверхкритический CO<sub>2</sub>, будет препятствовать его продвижению к эксплуатационному фонду скважин.

Неоднородность пласта и большие темпы отбора газа из объекта хранения ведут к увеличению зоны смешения «сверхкритический CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>».

За весь расчетный период было отобрано 161,7 млн м<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>, что в свою очередь составляет 7% от общего объема закаченного CO<sub>2</sub> в пласт.

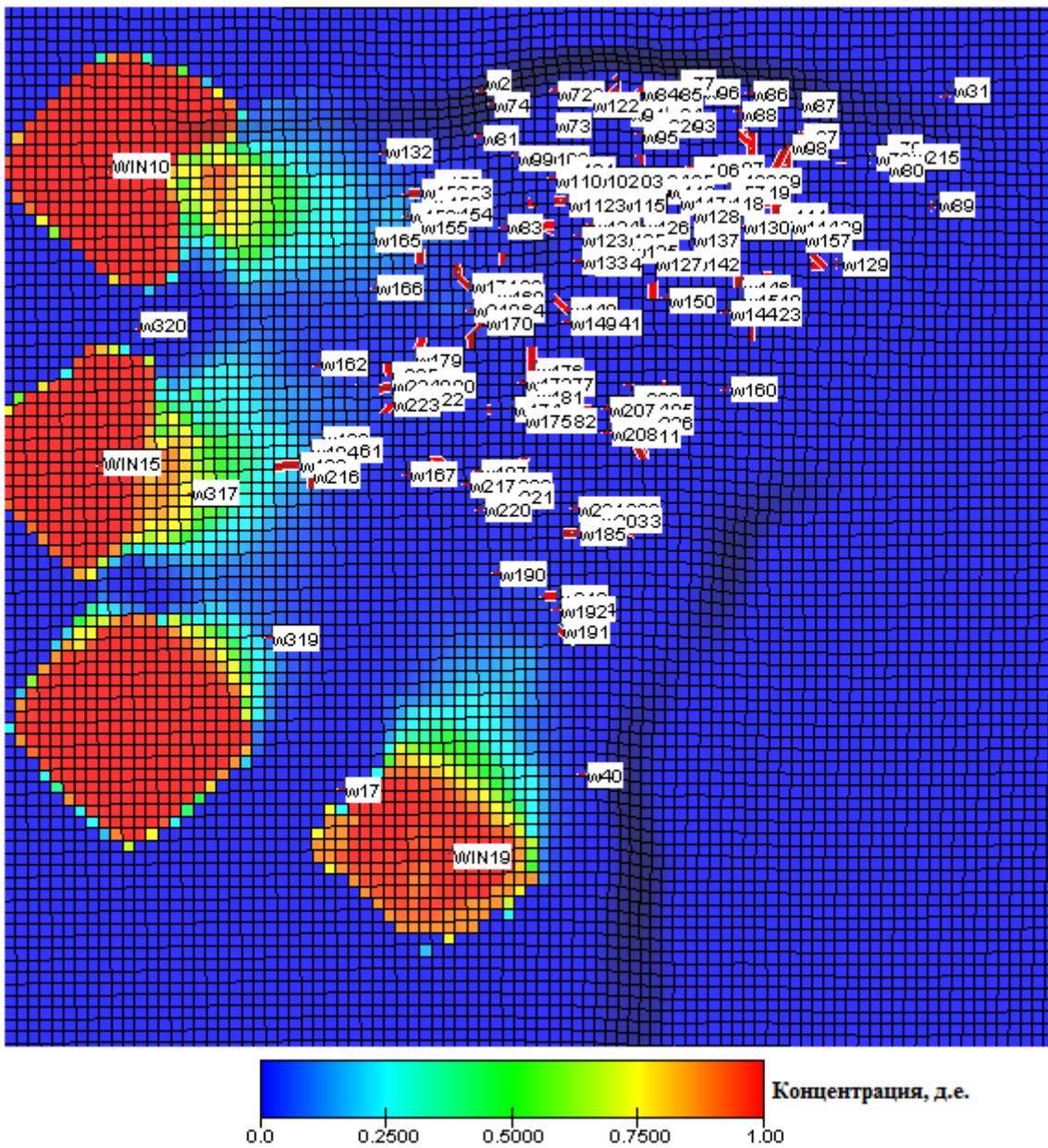


Рис. 4.2.5 – Распределение концентрации сверхкритического CO<sub>2</sub> по 24 слою ПДГТМ на конец отбора 8 года эксплуатации.



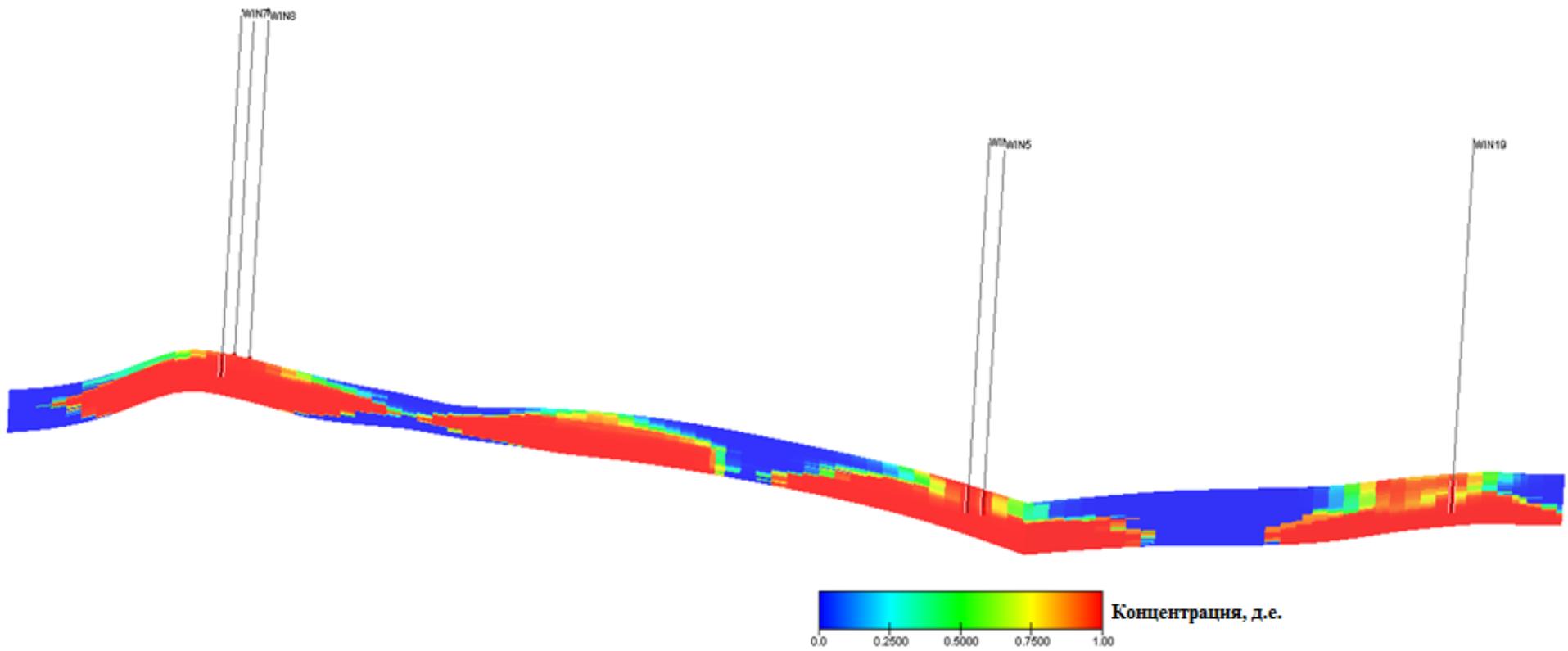


Рис. 4.2.7 – Распределение концентрации флюидов на конец отбора 8 года эксплуатации по четырем нагнетательным кустам.

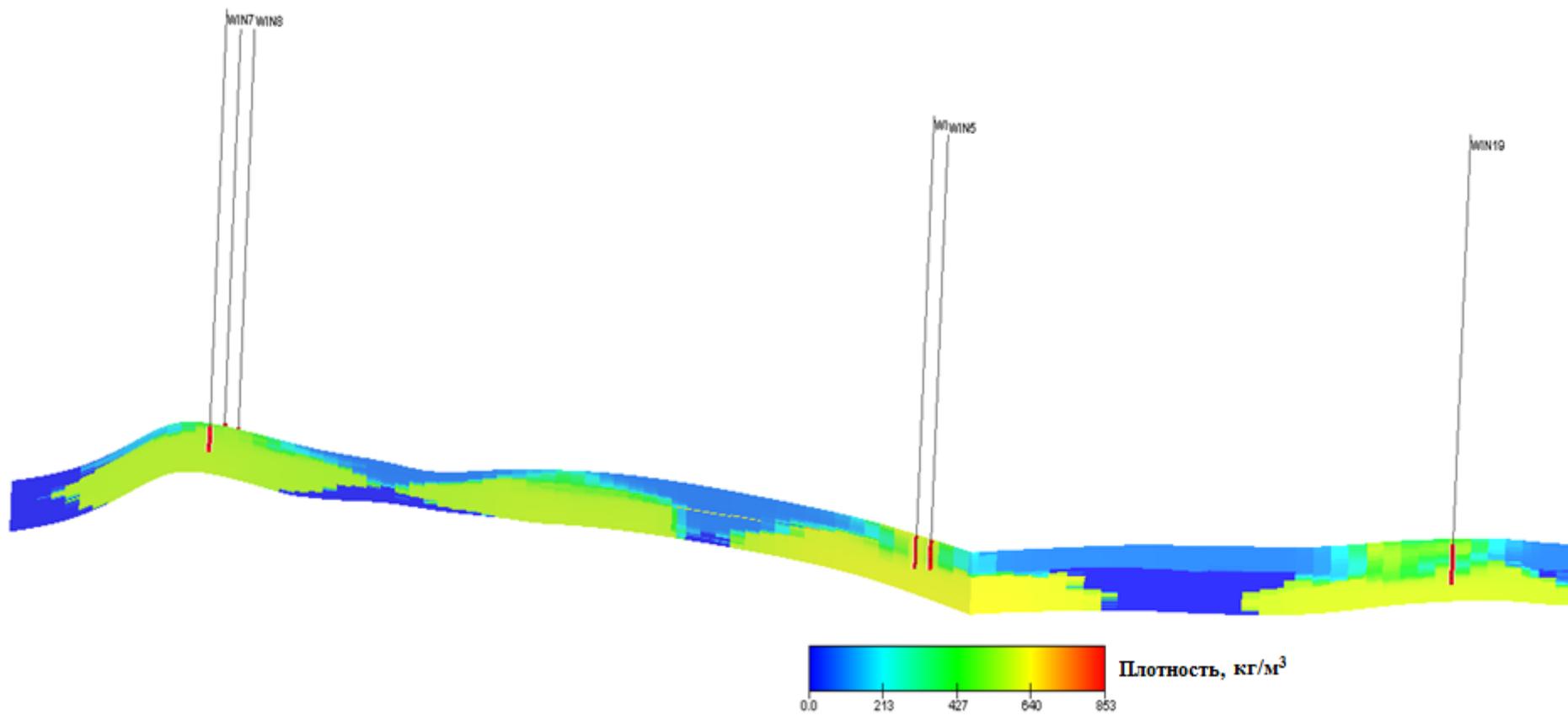


Рис. 4.2.8 – Распределение плотности флюидов на конец отбора 8 года эксплуатации по четырем нагнетательным кустам.

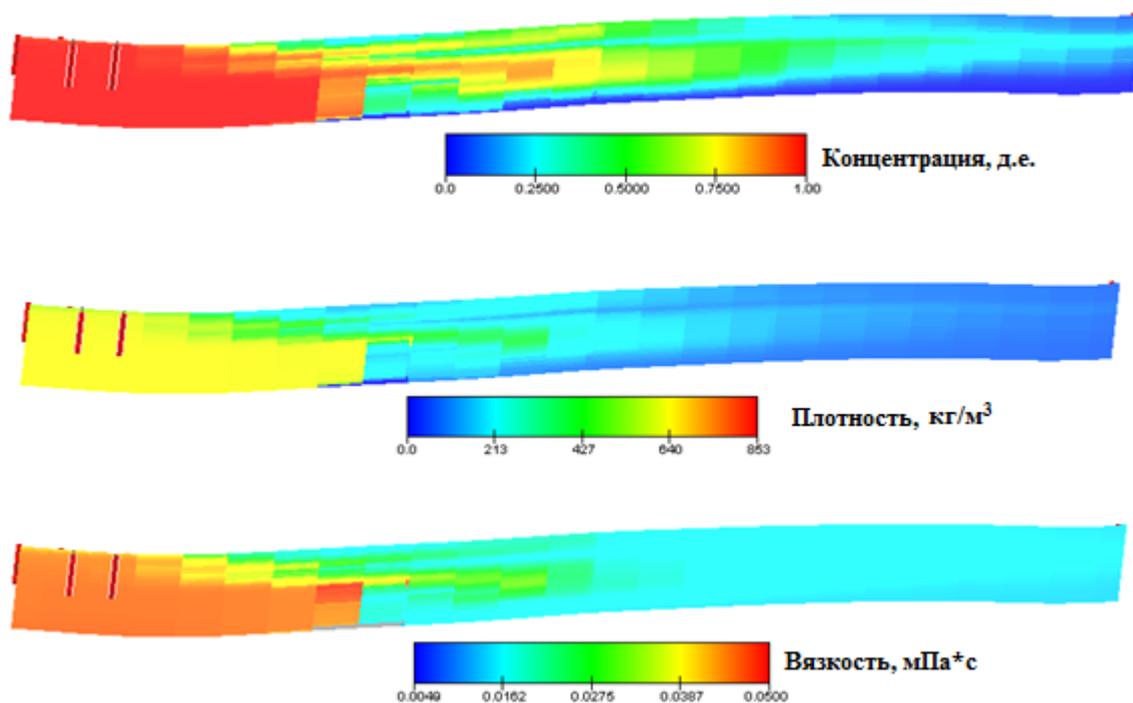


Рис. 4.2.9 – Изменение концентрации, плотности, вязкости флюидов по разрезу (WIN9-№165) на конец периода отбора 8 года эксплуатации.

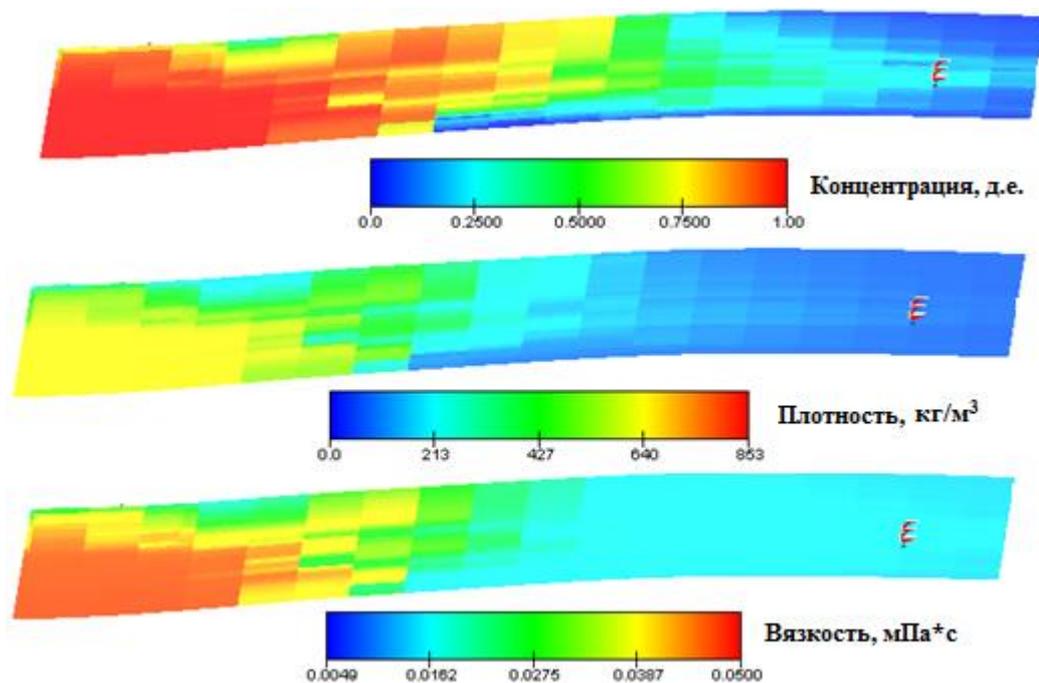


Рис. 4.2.10 – Изменение концентрации, плотности, вязкости флюидов по разрезу (WIN12-№196) на конец периода отбора 8 года эксплуатации.

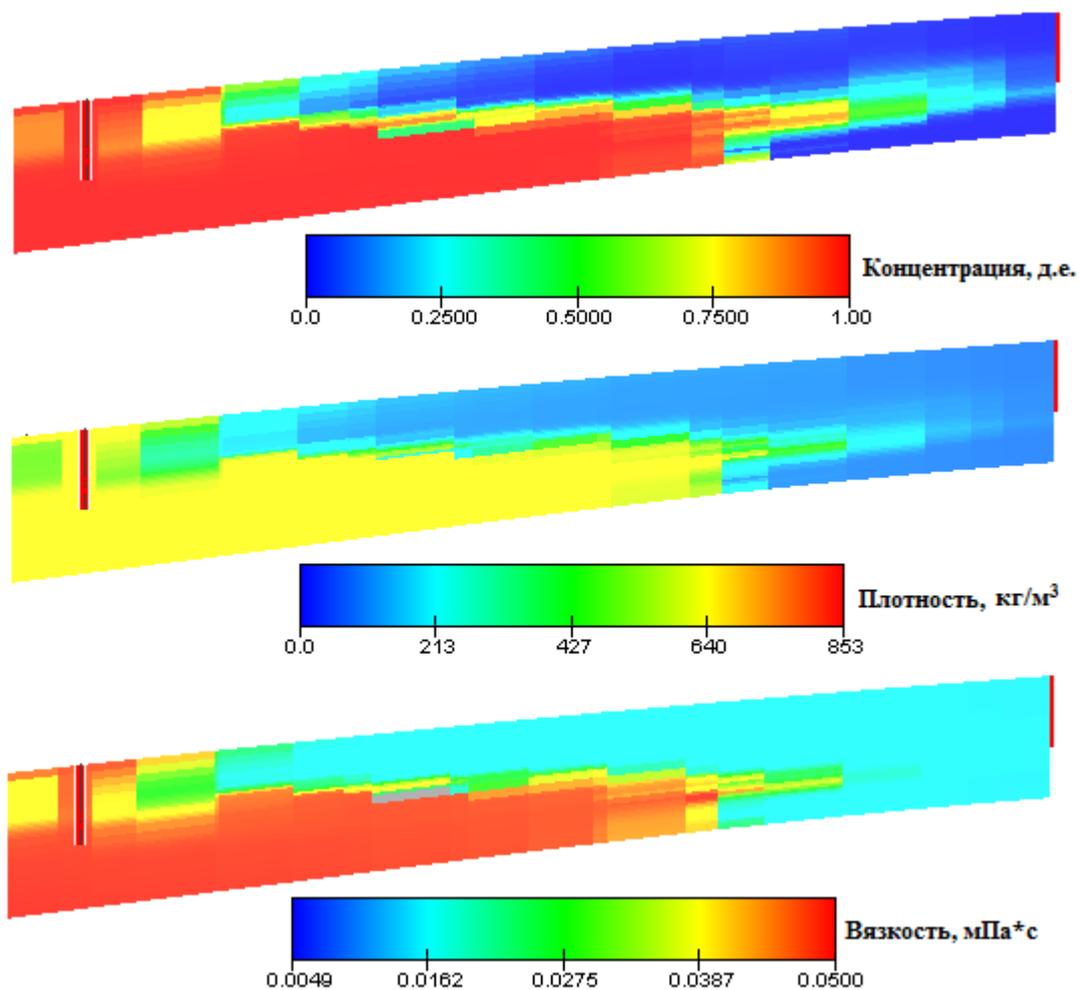


Рис. 4.2.11 – Изменение концентрации, плотности, вязкости флюидов по разрезу (WIN4-№319) на конец периода отбора 8 года эксплуатации.

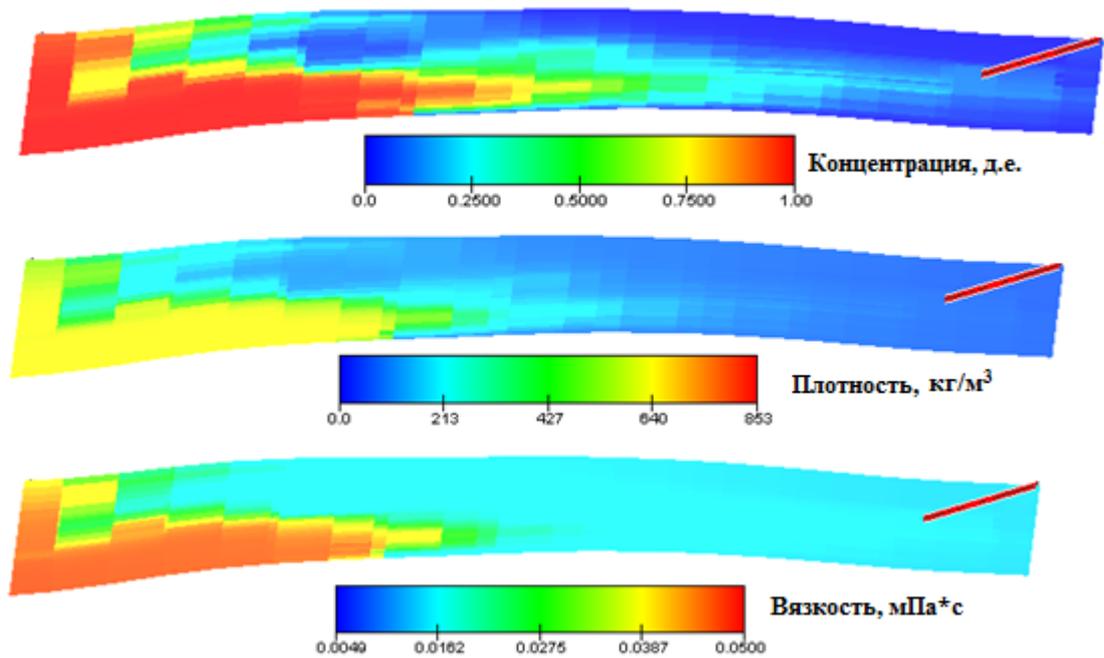


Рис. 4.2.12 – Изменение концентрации, плотности, вязкости флюидов по разрезу (WIN17-№199) на конец периода отбора 8 года эксплуатации.

Кущевское ПХГ выведено на проектные показатели циклической эксплуатации по I этапу развития, согласно протокола КГП №79-ПХГ/2011, как показано на рисунках 4.2.13-4.2.15.

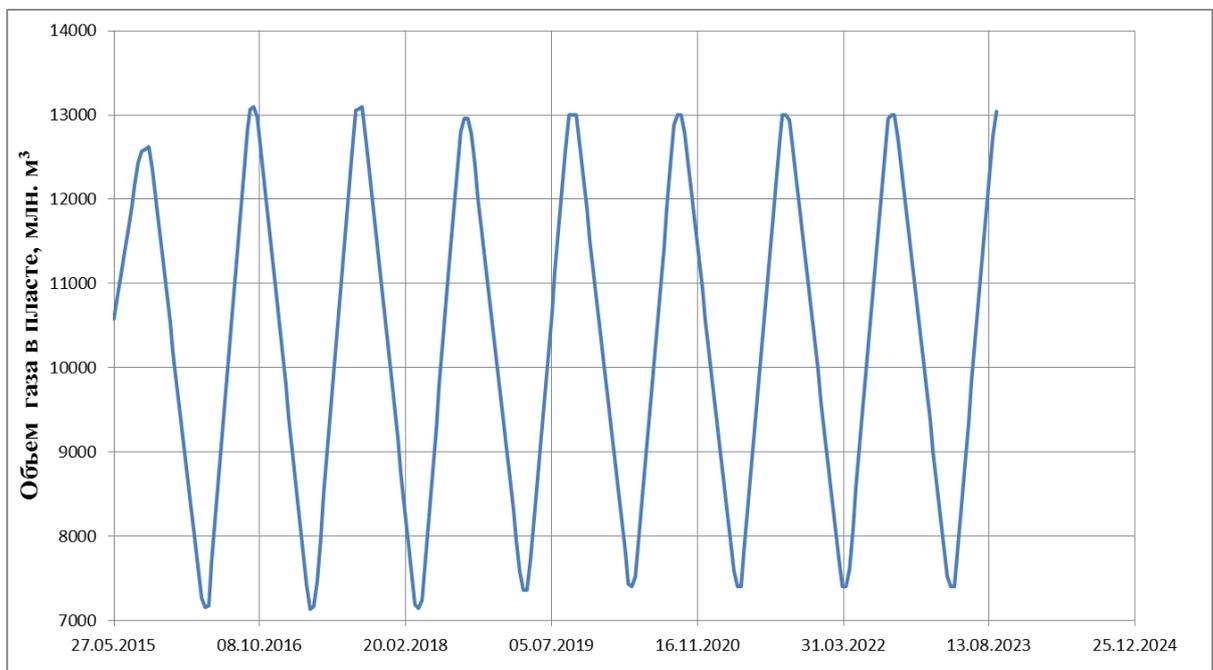


Рис. 4.2.13 – Объем газа в пласте-коллекторе Кущевского ПХГ.

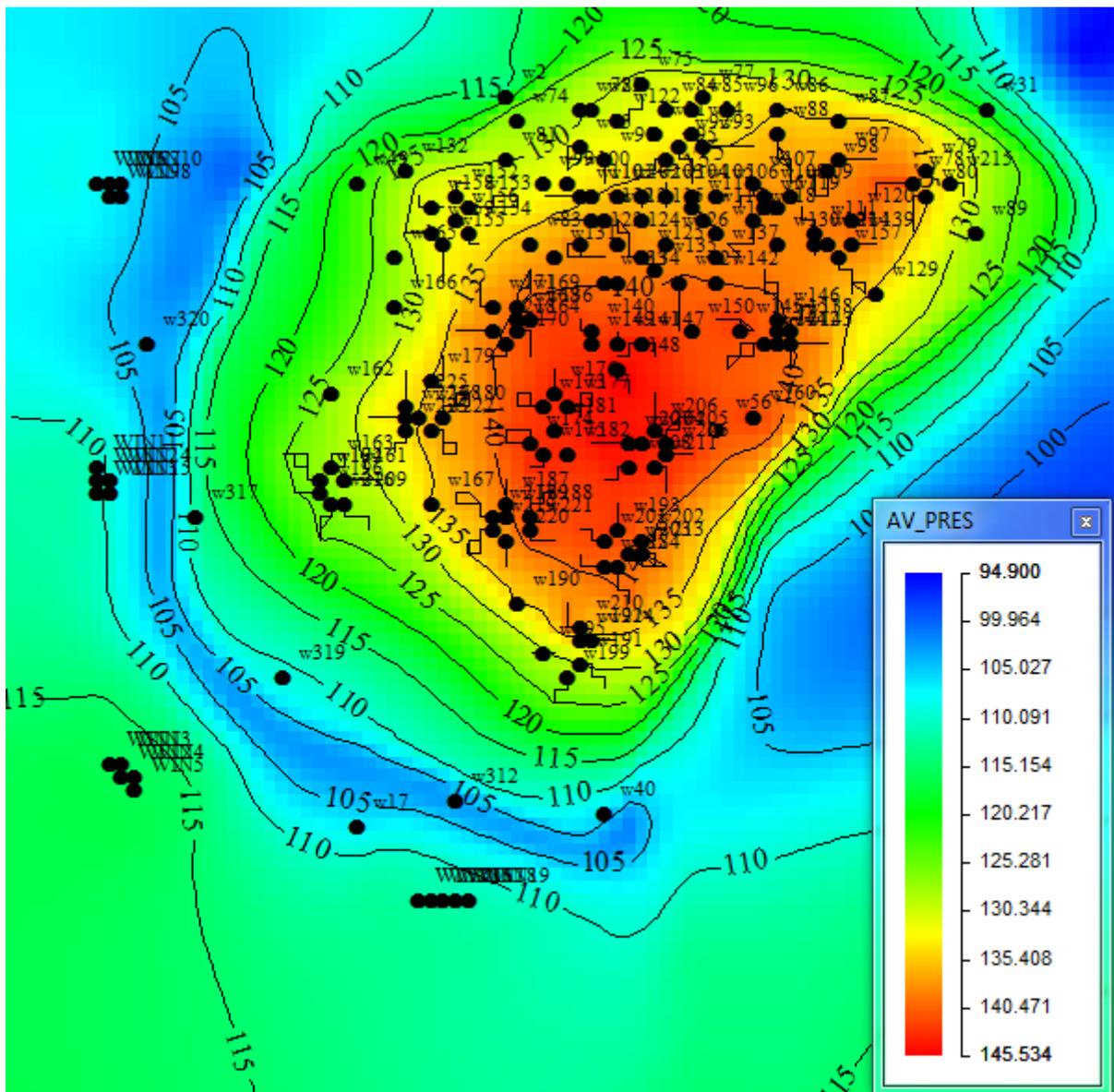


Рис. 4.2.14 – Карта изобар на конец сезона закачки всего расчетного периода.

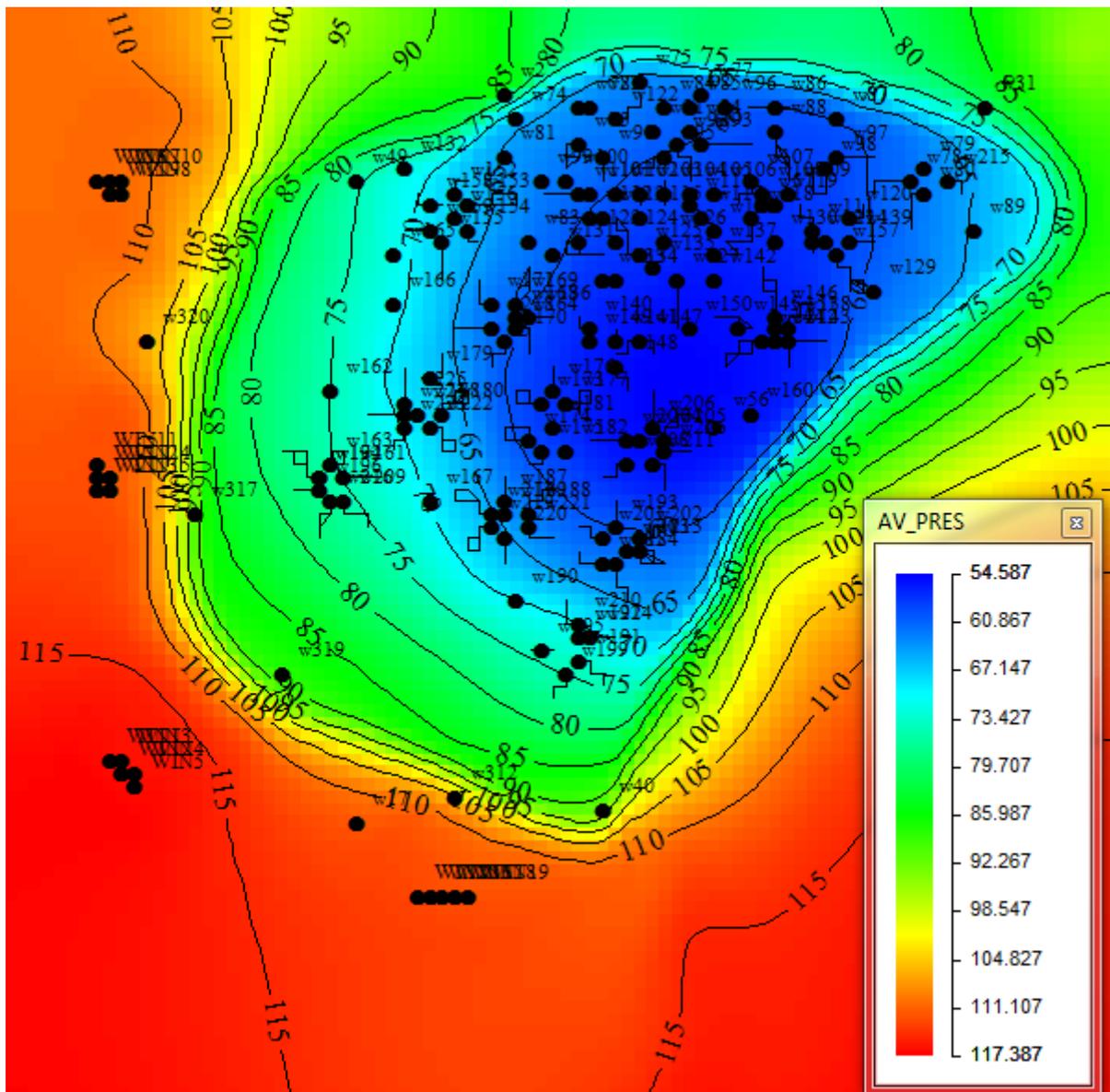


Рис. 4.2.15 – Карта изобар на конец сезона отбора всего расчетного периода.

### **4.3. Результаты моделирования замещения части буферного объема газа на N<sub>2</sub>.**

Для сравнения эффективности закачки сверхкритического CO<sub>2</sub> и N<sub>2</sub> необходимо, сопоставить объемы, занимаемые данными неуглеводородными газами, в пластовых условиях. По уравнению Клайперона-Менделеева [6] получаем, что необходимо закачать 1,7 млрд м<sup>3</sup> N<sub>2</sub>, чтобы уравнять занимаемый им объем в пластовых условиях со сверхкритическим CO<sub>2</sub>, который был закачан в соответствии с расчетом рассмотренным в предыдущем разделе.

Производительность, число нагнетальных скважин и их месторасположение при закачке азота не изменились по сравнению с ранее смоделированной закачкой CO<sub>2</sub>.

Изменение суточной молярной доли азота в скважинной продукции показано на рисунке 4.3.1. Из данного рисунка видно, максимальное содержание азота в скважинной продукции составляет 4,1%. На конец расчетного периода стабилизируется до 2%.

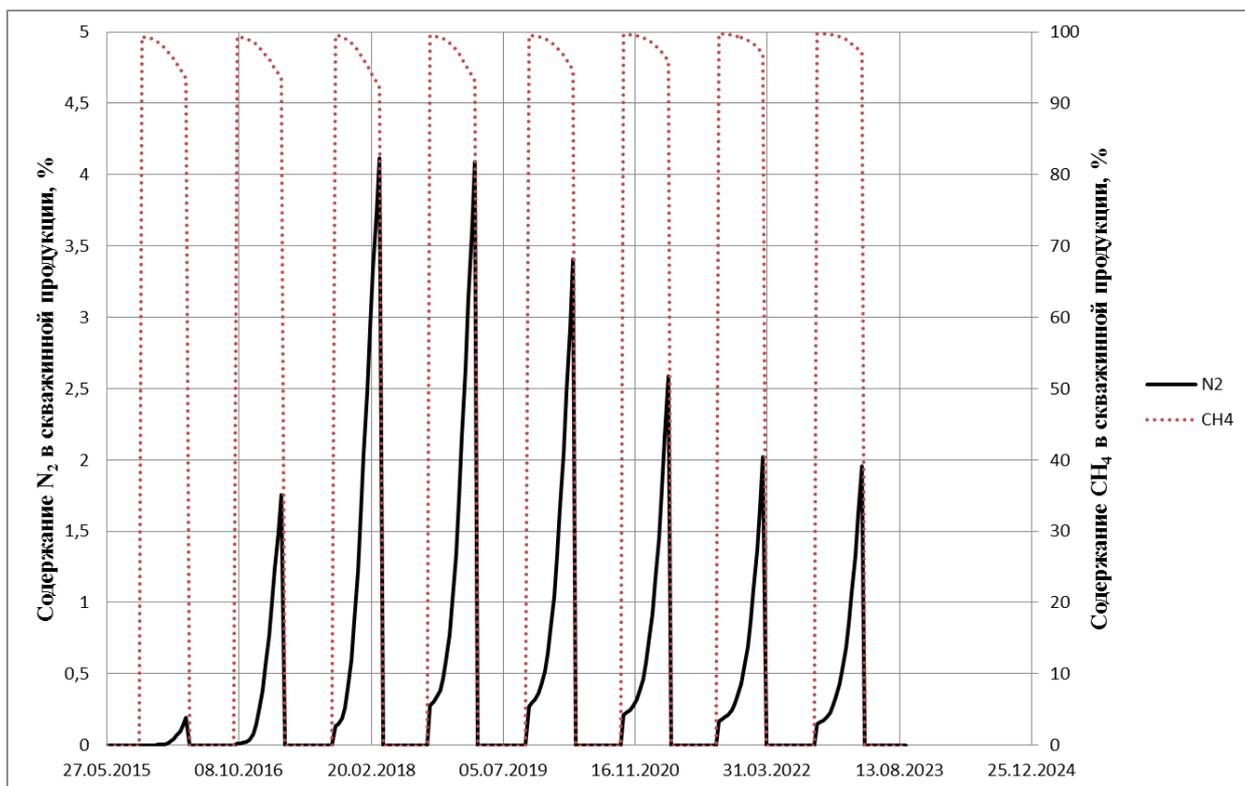


Рис. 4.3.1 – Изменение концентрации  $N_2$  и  $CH_4$  в результате отбора газа по годам.

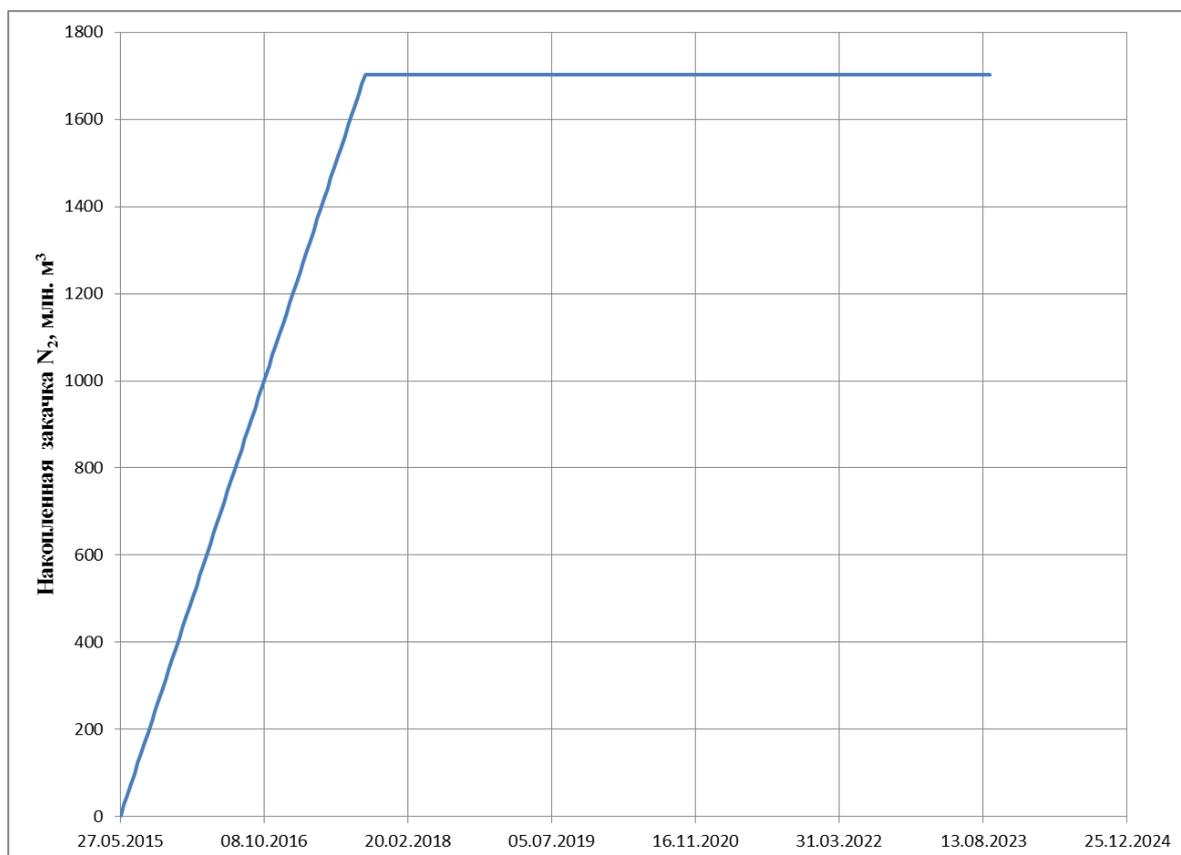


Рис. 4.3.2 – Накопленная закачка  $N_2$ .

На рисунке 4.3.3 представлено распределение газонасыщенности в первом расчетном слое ниже кровли пласта-коллектора на конец расчетного периода. Видно, что метан находится преимущественно в пределах замыкающей изогипсы -1390, в то время как часть закаченного объема  $N_2$  вышла за ее пределы. В процессе моделируемой циклической эксплуатации Куцевского ПХГ дальнейшего распространения фронта  $N_2$  не наблюдается как за пределы контура ГВК, так и в центральную зону.

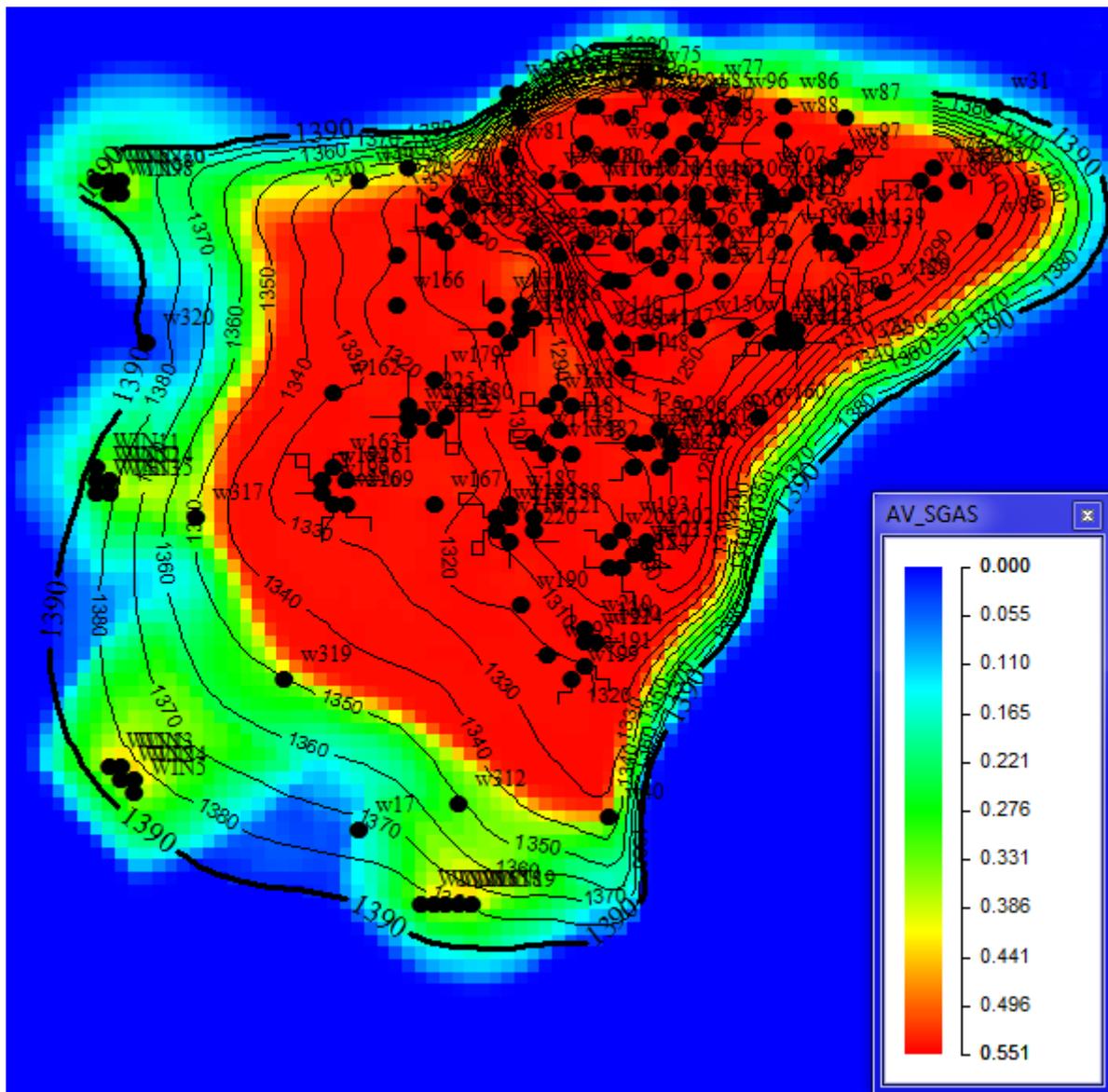


Рис. 4.3.3 – Распределение газонасыщенности на конец расчетного периода.

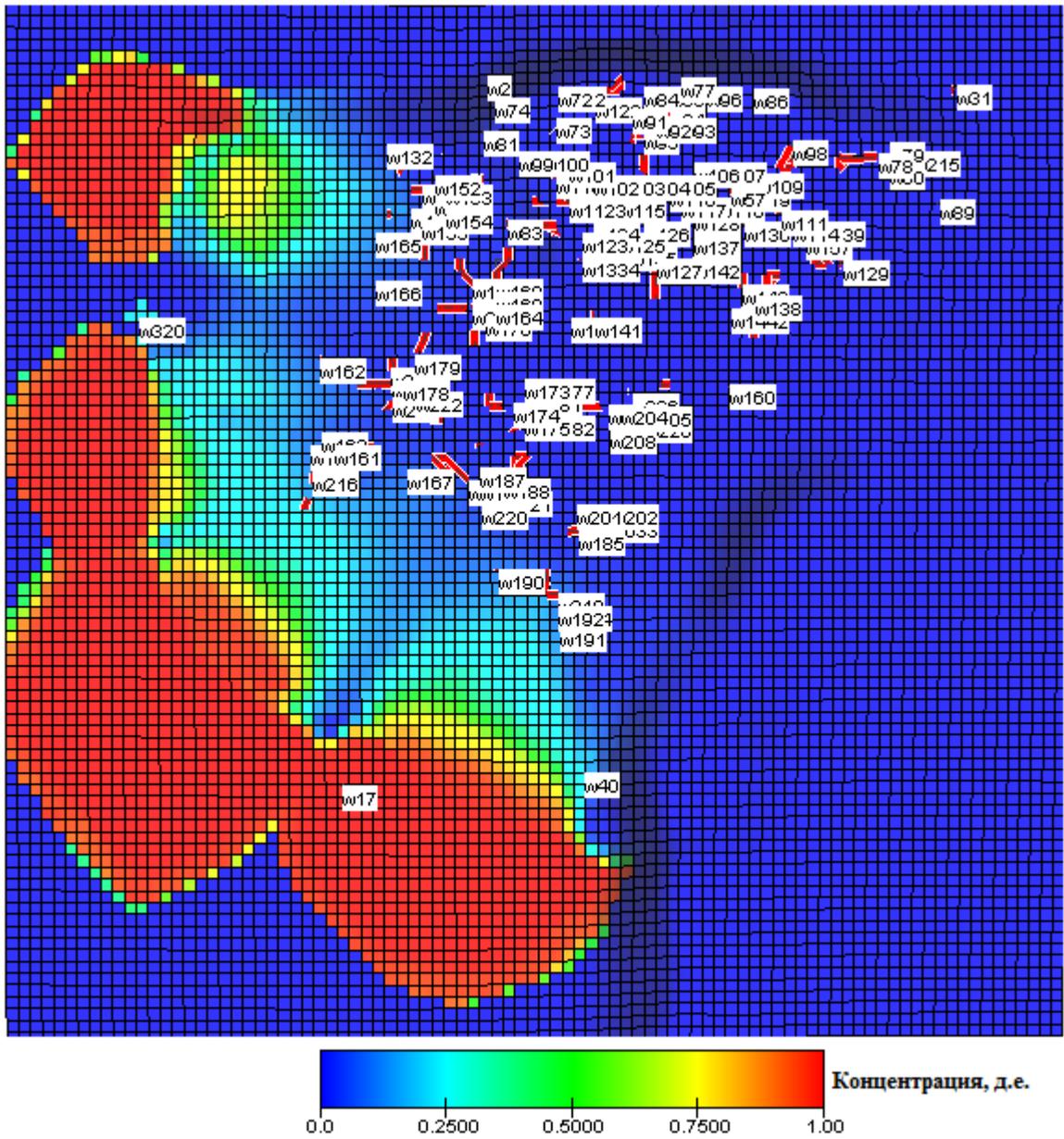


Рис. 4.3.4 – Распределение концентрации  $N_2$  по 24 слою ПДГТМ на конец 8 года эксплуатации.

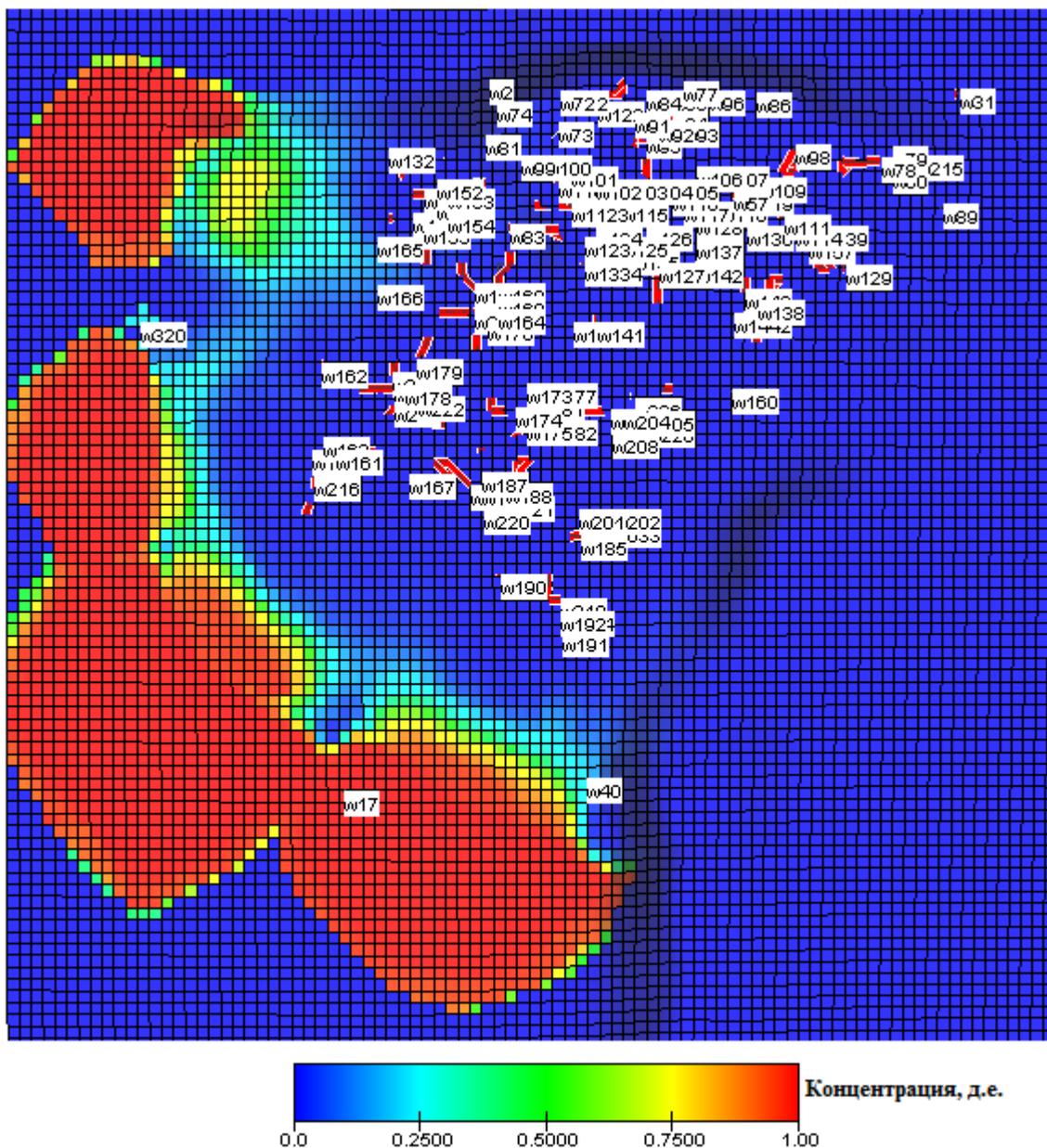


Рис. 4.3.5 – Распределение концентрации  $N_2$  по 24 слою ПДГТМ на конец заправки 8 года эксплуатации.

На рисунках 4.3.4-4.3.5 представлены распределение концентрации по 24 слою (высокопроницаемый) ПДГТМ ниже кровли пласта-коллектора, а также разрезы концентрации, плотности, вязкости  $N_2$ .

Из рисунков 4.3.6-4.3.7 видно,  $N_2$ , в отличие от сверхкритического  $CO_2$ , распространяется по всей мощности пласта-коллектора. Гравитационное разделение пренебрежительно мало, так как плотность азота сопоставима с плотностью метана.

Из разрезов 4.3.8-4.3.11 видно, что фронт  $N_2$  прорвался к эксплуатационному фонду скважин, так как вязкость  $N_2$  сопоставима с вязкостью метана, что в свою очередь говорит о равной скорости фильтрации между двумя газами.

Также стоит отметить, что  $N_2$  будет вести себя в пластовых условиях как идеальный газ ( $z=1,012$ ), в отличие от метана и сверхкритического  $CO_2$ . Молекулы идеального газа занимают незначительный объем (по сравнению с объемом газа) и не испытывают сил притяжения друг к другу. Молекулы же реальных газов обладают определенными размерами, массой и взаимодействуют друг с другом [6]. Поэтому азот занимает больший объем в пластовых условиях чем  $CO_2$  (рис. 4.2.5, 4.2.6, 4.3.4, 4.3.5), продвигая больший объем метана к эксплуатационному фонду скважин.

Из вышесказанного можно сделать следующий вывод, что меньшим объемом азота можно вытеснить больший объем метана, и на оборот для вытеснения одного и того же объема метана необходим больший объем  $CO_2$ , чем азота.

Неоднородность пласта и темпы отбора газа из объекта хранения оказывают огромное влияние на зону смешения « $N_2-CH_4$ ».

За весь расчетный период было отобрано 408 млн  $m^3$   $N_2$ , что в свою очередь составляет 24% от общего объема закаченного азота в пласт.

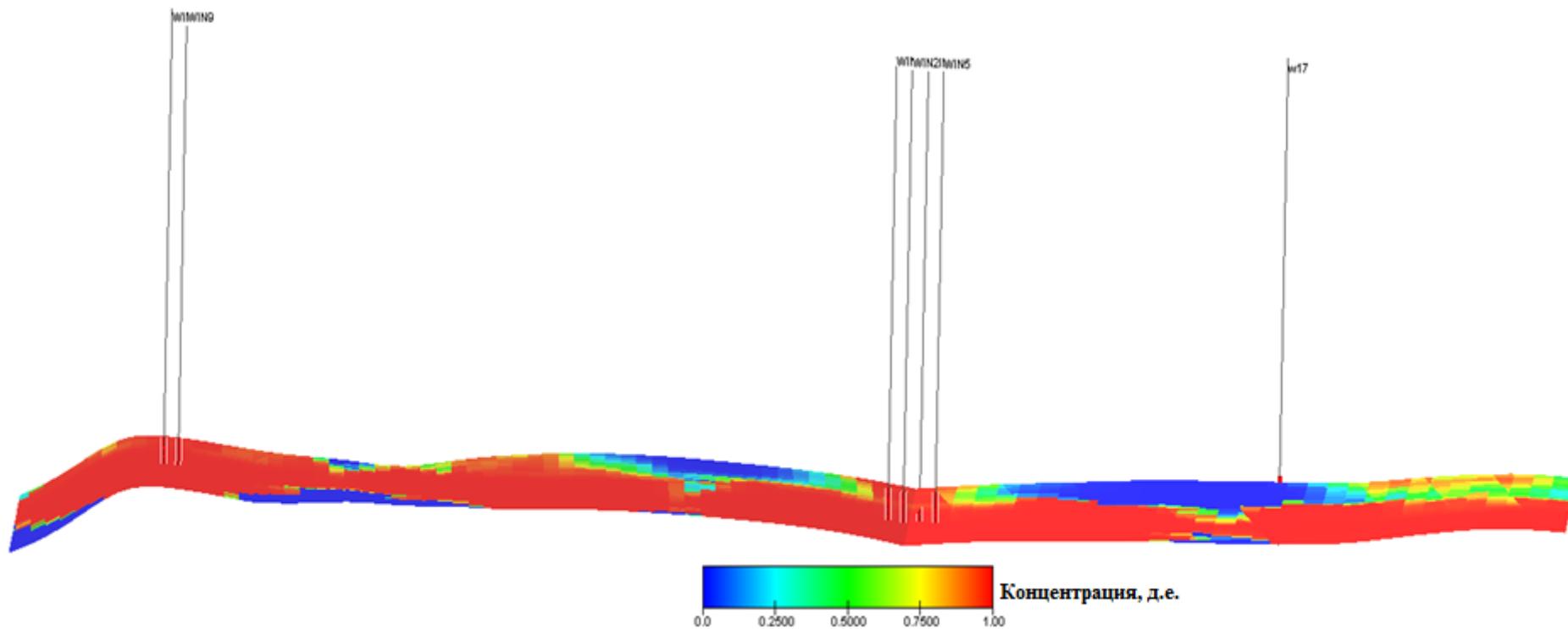


Рис. 4.3.6 – Распределение концентрации  $N_2$  на конец отбора 8 года эксплуатации по четырем нагнетательным кустам.

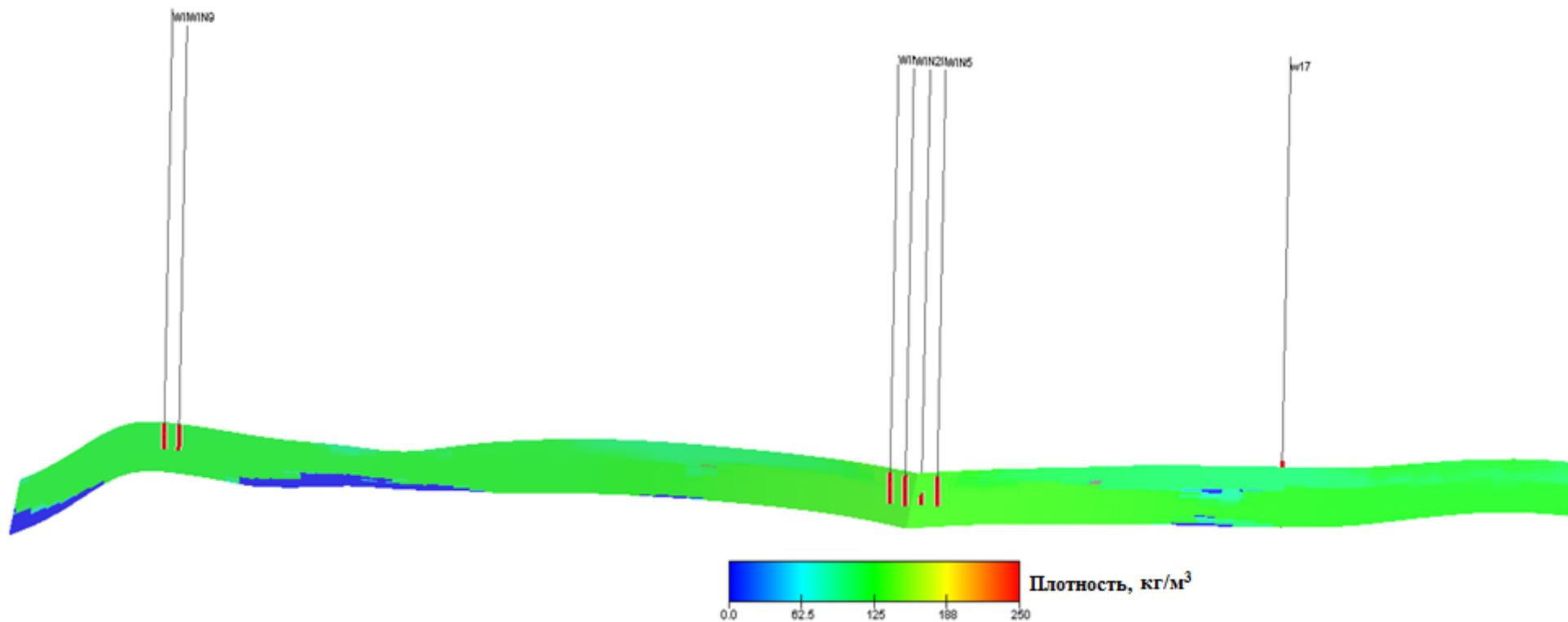


Рис. 4.3.7 – Распределение плотности  $N_2$  на конец отбора 8 года эксплуатации по четырем нагнетательным кустам.

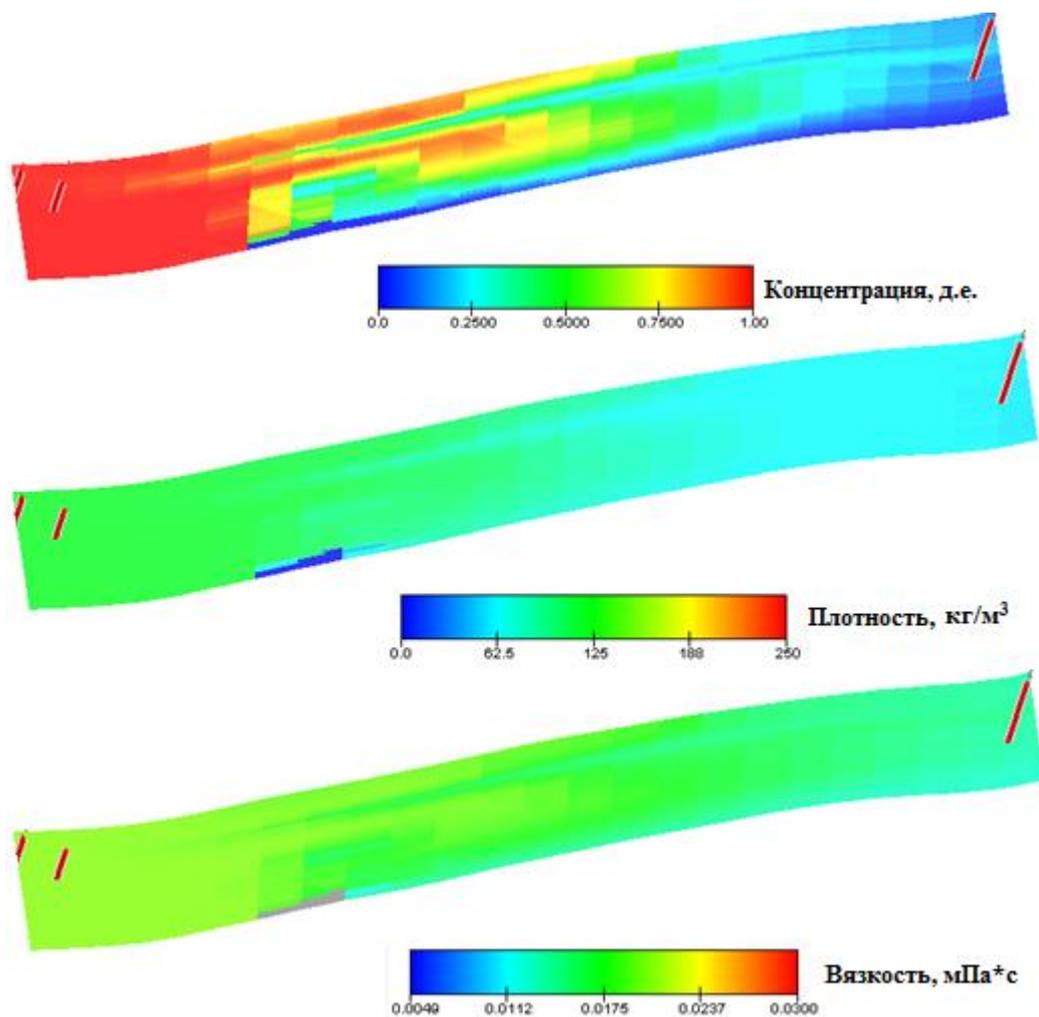


Рис. 4.3.8 – Изменение концентрации, плотности, вязкости флюидов по разрезу (WIN9-№165) на конец периода отбора 8 года эксплуатации.

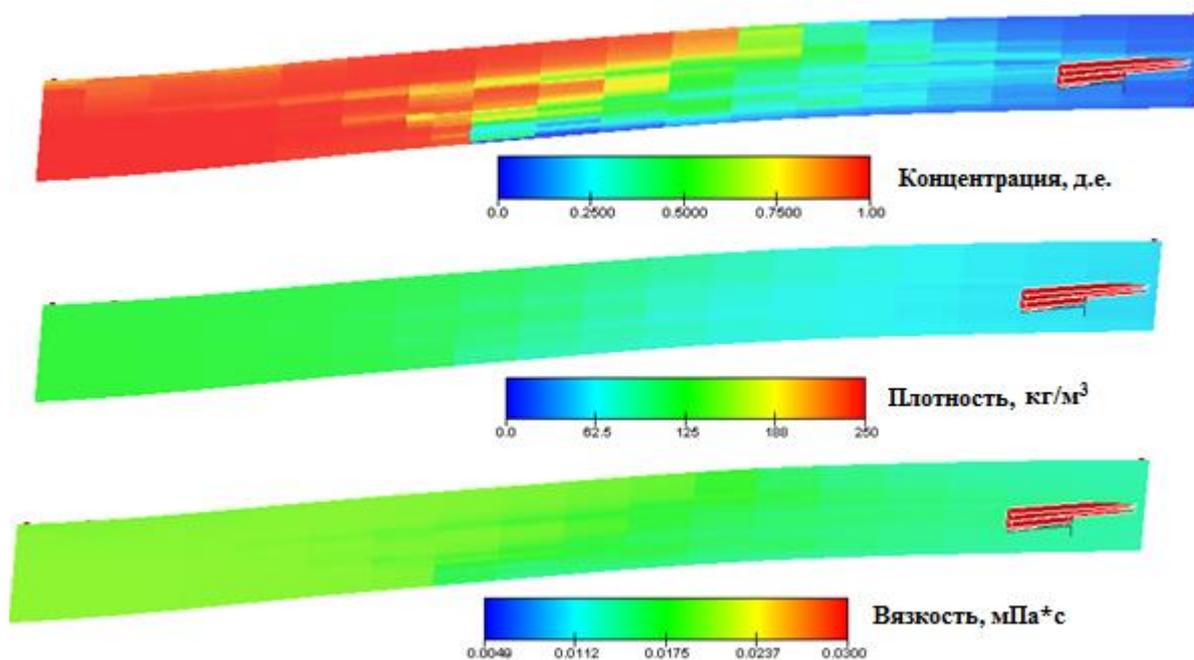


Рис. 4.3.9 – Изменение концентрации, плотности, вязкости флюидов по разрезу (WIN12-№196) флюидов по разрезу на конец периода отбора 8 года эксплуатации.

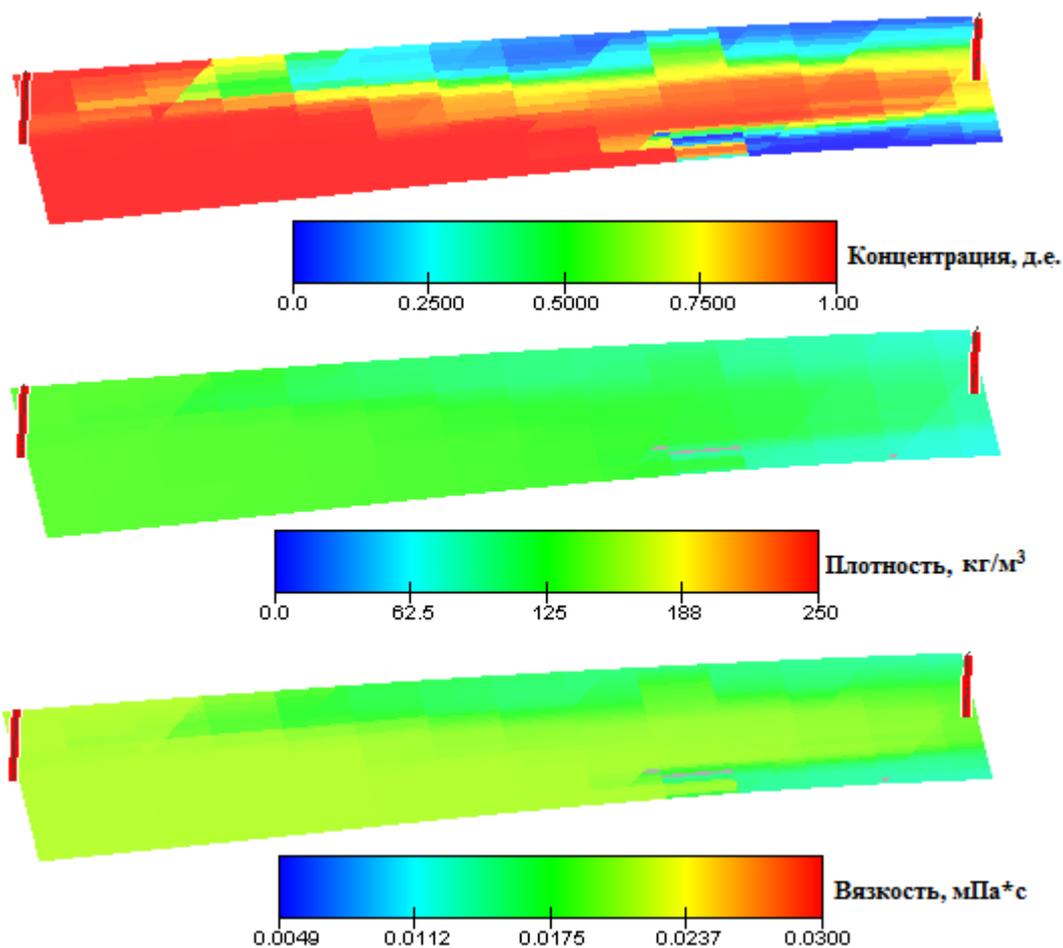


Рис. 4.3.10 – Изменение концентрации, плотности, вязкости флюидов по разрезу (WIN4-№319) флюидов по разрезу на конец периода отбора 8 года эксплуатации.

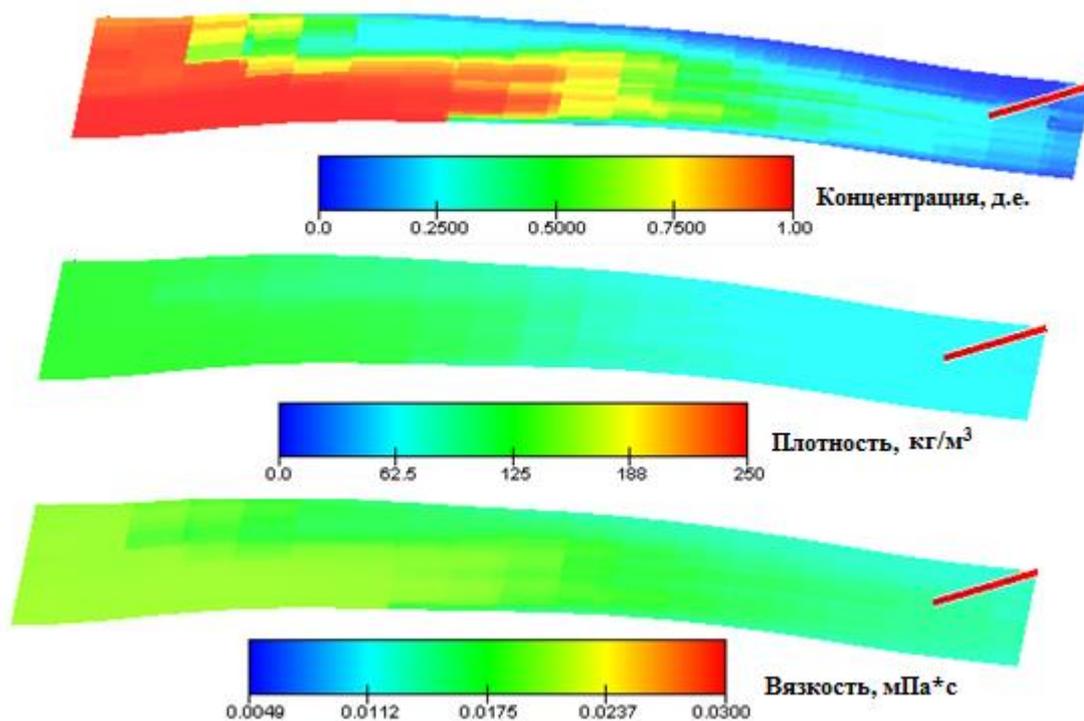


Рис. 4.3.11 – Изменение концентрации, плотности, вязкости флюидов по разрезу (WIN17-№199) на конец периода отбора 8 года эксплуатации.

Закачка 1,7 млрд м<sup>3</sup> азота и отбор 1,7 млрд м<sup>3</sup> метана, что составляет 26% от буферного объема газа, приведет к превышению проектного максимально допустимого пластового давления в залежи (в результате физических особенностей закачиваемого инертного газа описанных выше). Поэтому необходимо отобрать дополнительный объем метана равный 1,348 млрд м<sup>3</sup>, что составляет 20,7% от буферного объема газа. Тогда закачка 1,7 млрд м<sup>3</sup> азота позволит заместить 3,048 млрд м<sup>3</sup> метана. В конечном счете, получим общий объем газа (метан + азот) в пласте равный 11,653 млрд м<sup>3</sup> (рис. 4.3.12).

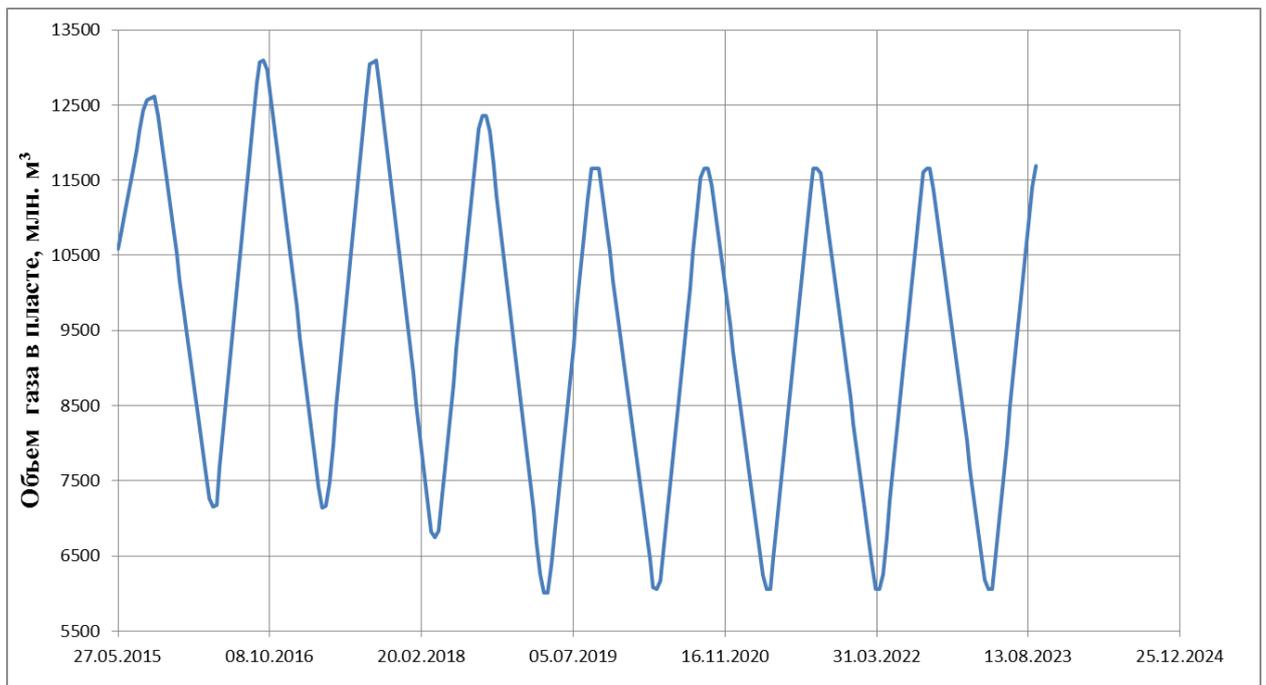


Рис. 4.3.12 – Объем газа в пласте-коллекторе Кущевского ПХГ.

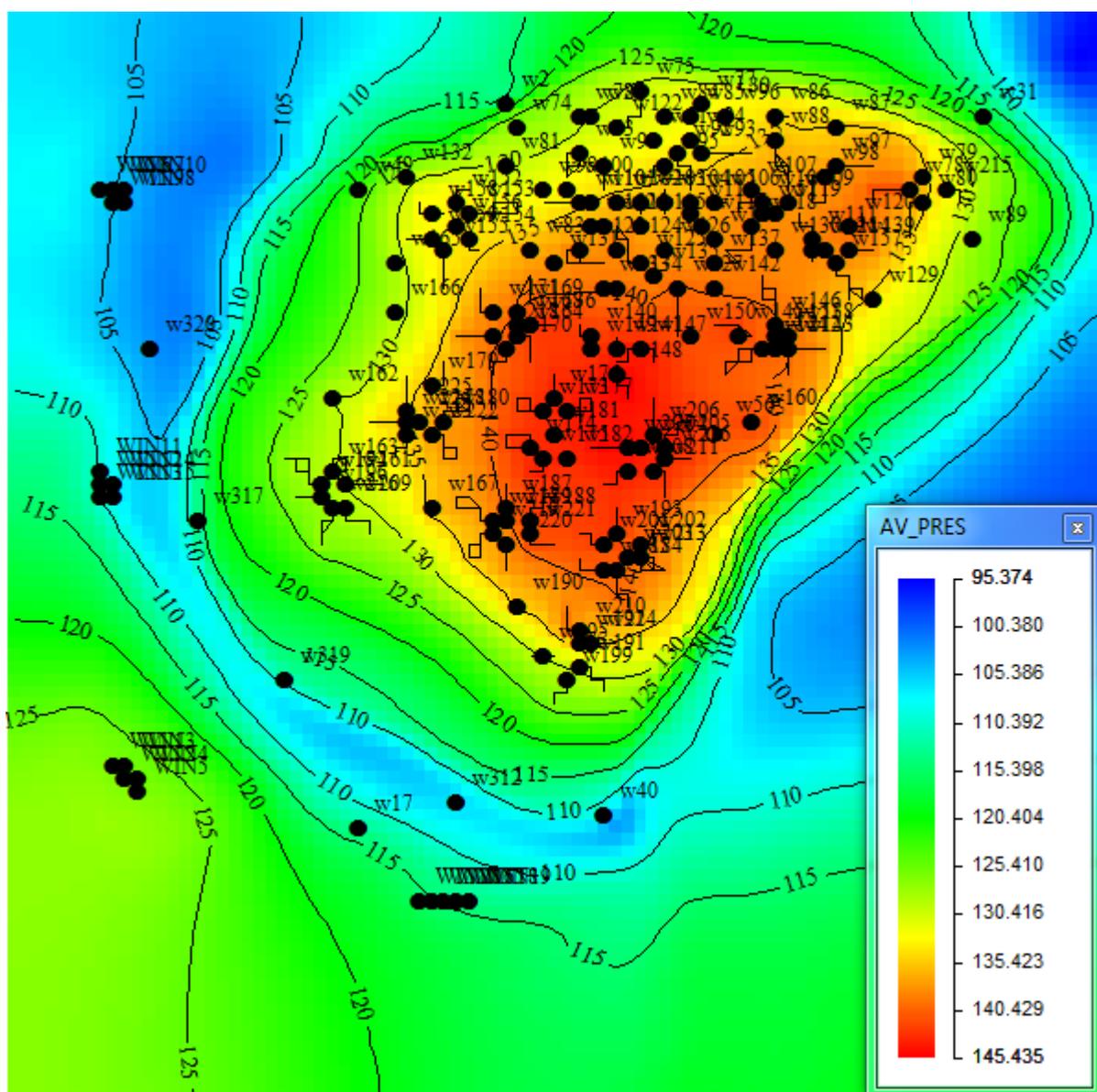


Рис. 4.3.13 – Карта изобар на конец сезона закачки всего расчетного периода.

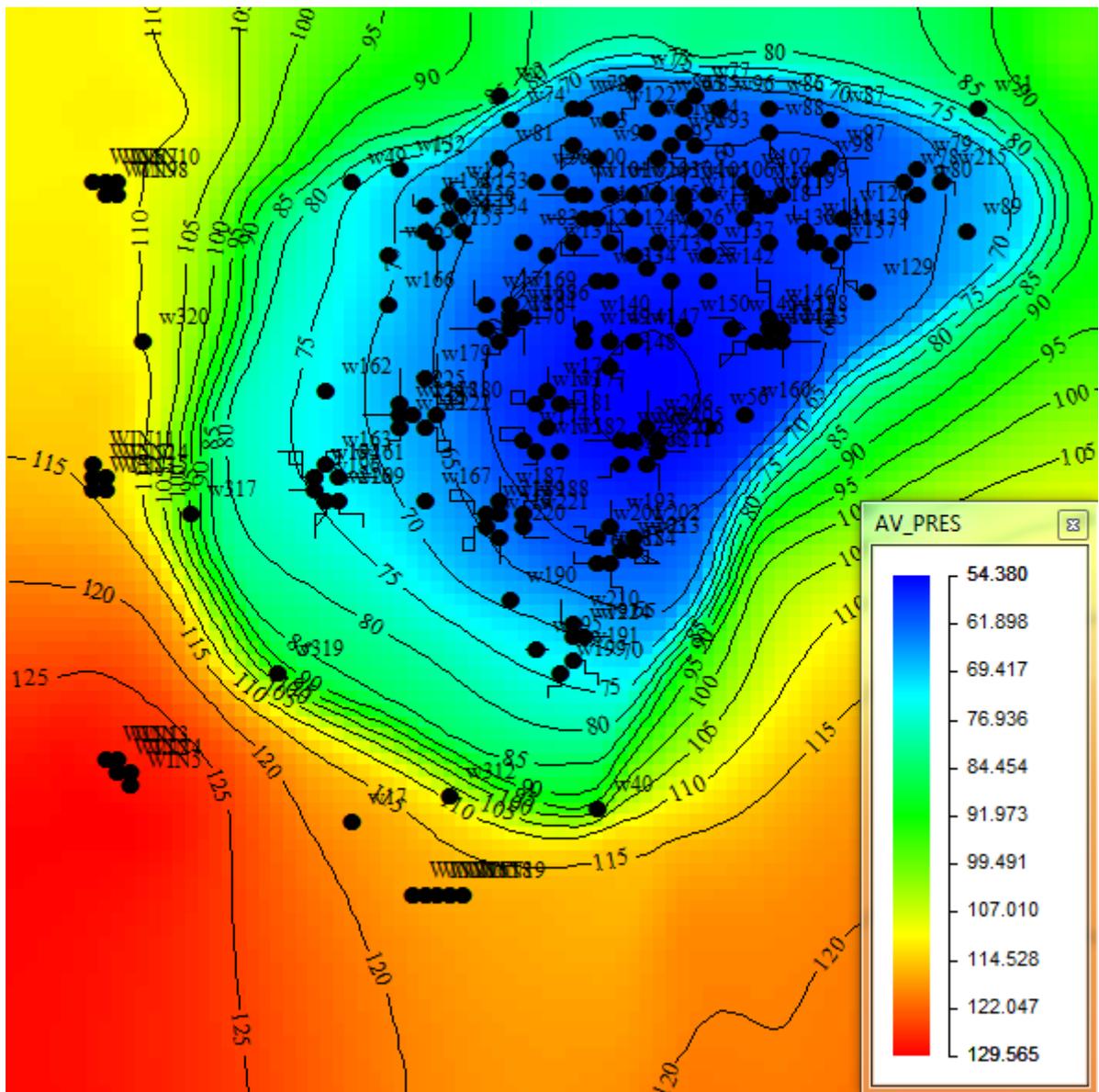


Рис. 4.3.14 – Карта изобар на конец сезона отбора всего расчетного периода.

#### 4.4. Анализ полученных результатов в результате моделирования замещения части буферного объема газа на неуглеводородные газы.

На примере Кушевского ПХГ была рассмотрена закачка в пласт неуглеводородных газов, таких как азот и углекислый газ. В результате были отмечены кусты, в которые произошел прорыв неуглеводородных газов. По кустам ГСП-3 (скв. №№ 152, 153, 154, 155, 156, 158, 159) и ГСП-4 (скв. №№ 191, 192, 195, 199, 210, 214) прорыв  $\text{CO}_2$  произошел в результате перехода углекислого газа из сверхкритического состояния в газообразное из-за больших объемов отбора. По кусту ГСП-4 (скв. №№ 161, 163, 172, 194, 196, 209, 216) прорыв произошел в результате близкого расположения куста нагнетательных скважин (1170 м) при равном объеме закаченного  $\text{CO}_2$  в каждый куст.

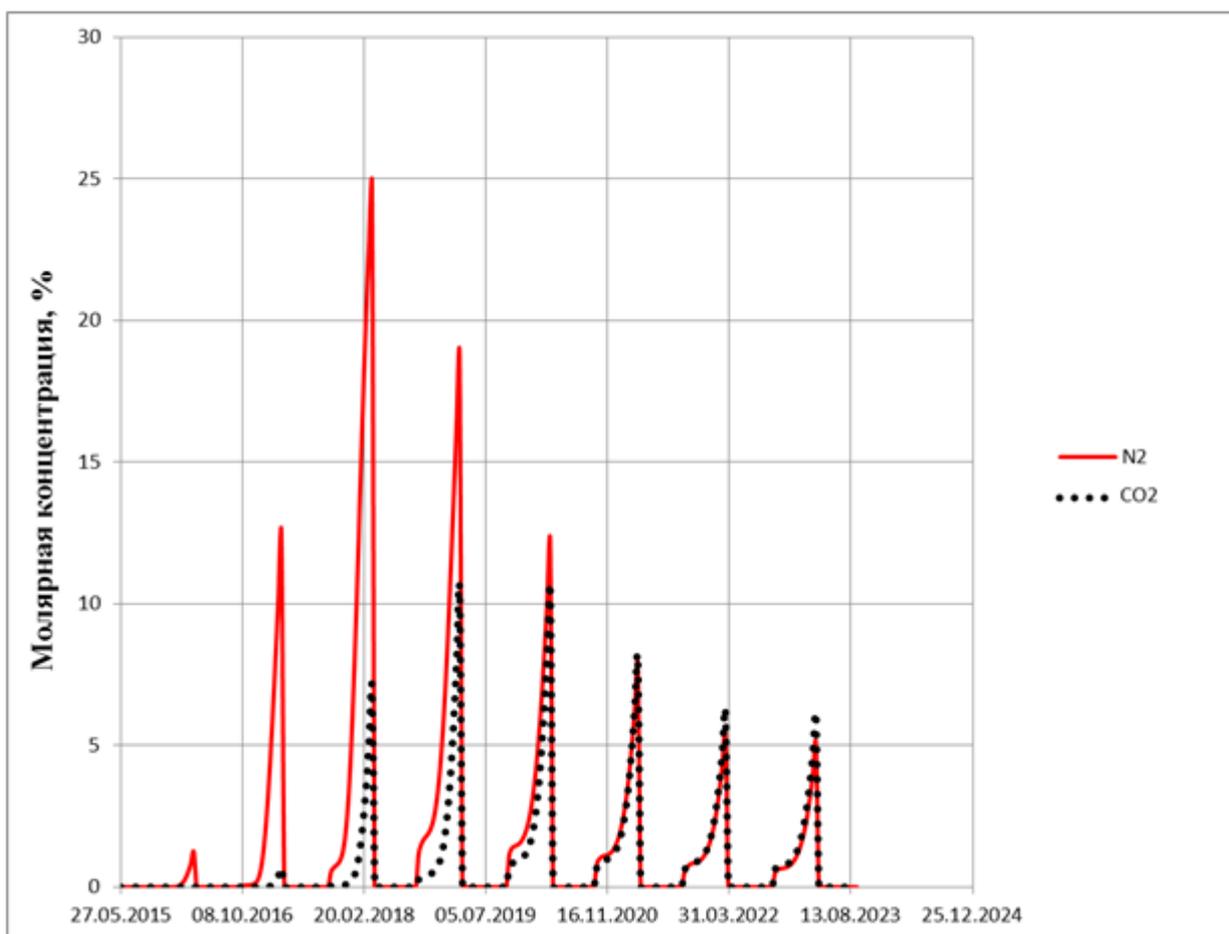


Рис. 4.4.1 – Суточная молярная концентрация добываемой скважинной продукции по кусту ГСП-3 (скв. №№ 152, 153, 154, 155, 156, 158, 159).

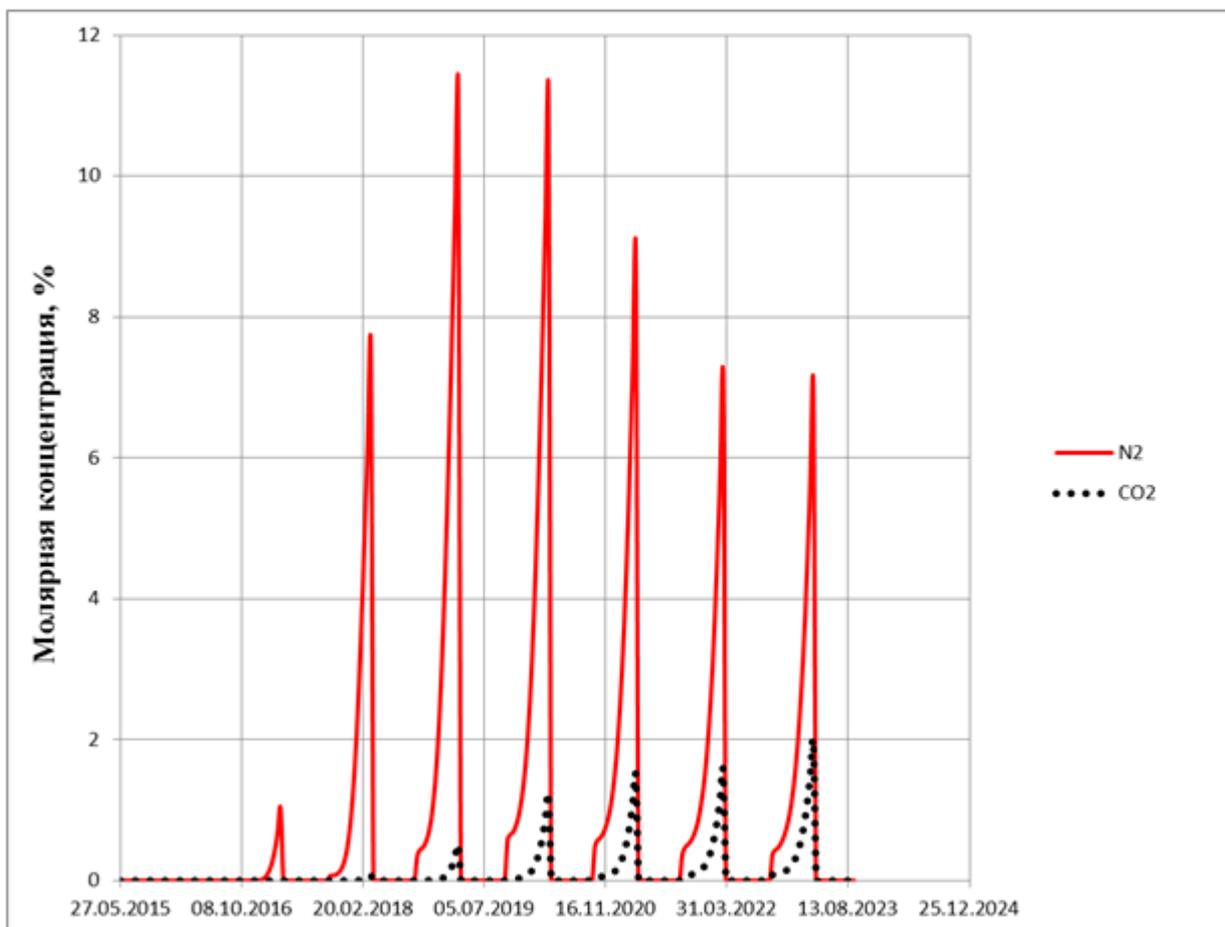


Рис. 4.4.2 – Суточная молярная концентрация добываемой скважинной продукции по кусту ГСП-4 (скв. №№ 191, 192, 195, 199, 210, 214).

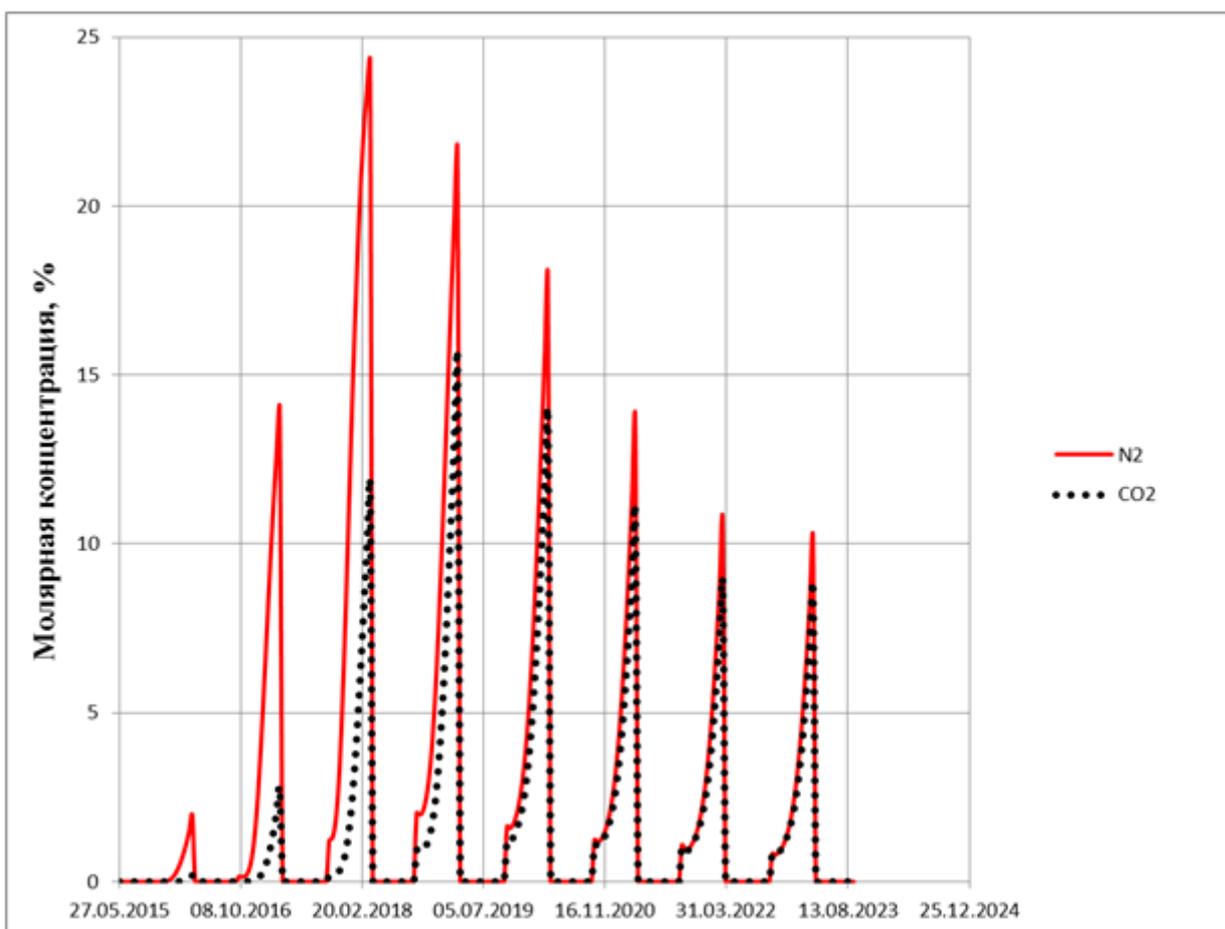


Рис. 4.4.3 – Суточная молярная концентрация добываемой скважинной продукции по кусту ГСП-4 (скв. №№ 161, 163, 172, 194, 196, 209, 216).

Анализируя все вышеизложенное, а также подразделы 4.2, 4.3 можно сделать следующие выводы:

- сверхкритический CO<sub>2</sub> обладает большим значением плотности и вязкости превосходящим метан в 6 и 4,2 раз в отличие от азота физические свойства которого сопоставимы с метаном, что оказывает существенное влияние на распространение фронта углеводородных газов и скорость прорыва. Поэтому содержание CO<sub>2</sub> в скважинной продукции меньше чем азота (при одинаковых закаченных объемах CO<sub>2</sub> и N<sub>2</sub> в пластовых условиях);
- сверхкритический CO<sub>2</sub> обладает лучшей сжимаемостью в отличие от азота, который ведет себя в пластовых условиях как

идеальный газ. В результате можно закачать в пласт больший объем  $\text{CO}_2$ , чем азота, получив возможность не покупать квоты на выбросы углерода (климатическое Парижское соглашение), в отличие от азота, технология выделения которого в промышленных масштабах влечет эмиссию  $\text{CO}_2$ ;

- в связи с тем, что азот ведет себя в пластовых условиях как идеальный газ, меньшим объемом азота можно заместить больший объем метана в отличие от  $\text{CO}_2$ ;
- интенсивность закачки не оказывает существенного влияния на прорыв  $\text{CO}_2$ , так как образовавшаяся воронка репрессии компенсируют физические свойства  $\text{CO}_2$ , которые существенно влияют на скорость фильтрации;
- необходимо подбирать такой объем оперативного резерва, чтобы в результате его отбора не образовывалось областей с давлением характерным газообразному состоянию  $\text{CO}_2$ ;
- повысить период эксплуатации объекта хранения газа без примеси  $\text{CO}_2$  в результате отбора в скважинной продукции можно в результате перфорирования скважин в прикровельной части пласта-коллектора, так как сверхкритический  $\text{CO}_2$  в связи с гравитационным разделением преимущественно распространяется по подошве пласта, в отличие от азота;
- для большего вытеснения метана необходимо создавать несколько очагов нагнетания неуглеводородных газов, а также перфорировать нагнетательные скважины по всей продуктивной мощности пласта;
- за весь расчетный период было отобрано 161,7 млн  $\text{м}^3$   $\text{CO}_2$  и 408 млн  $\text{м}^3$  азота, что составляет 7% и 24% от общего закаченного объема неуглеводородных газов соответственно.

Таким образом сверхкритический  $\text{CO}_2$  лучше подходит для замещения части буферного объема газа, чем азот, так как качество извлекаемой

продукции намного выше у первого, исходя из того, что скорость прорыва меньше у сверхкритического  $\text{CO}_2$ , чем у азота. Ряд трудностей, при закачке  $\text{N}_2$ , возникают от того, что азот в пластовых условиях ведет себя как идеальный газ. Стоит отметить, что пренебрежение физическими свойствами азота привело к прорыву инертного газа на хранилище Сэн-Клер-Сюр-Эпт компании Gaz De France [51], что существенно осложнило его эксплуатацию. Более точно можно сравнить азот с  $\text{CO}_2$ , создав СТО на его содержание в добываемой пластовой продукции. При наложении тех же требований как по  $\text{CO}_2$  [24], качество извлекаемой продукции при использовании азота будет хуже, так как физические особенности  $\text{CO}_2$  в разы превосходят азот и замещаемый объем метана будет значительно ниже.

## **Глава 5. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАХОРОНЕНИЯ CO<sub>2</sub> НА ПРИМЕРЕ ДАНЬКОВСКОЙ СТРУКТУРЫ.**

Даньковская площадь (водоносная структура) занимает центральную часть Окско-Цнинского плато, которое на западе переходит в Мещерскую, а на востоке - в Окско-Мокшинскую низменность. Поверхность плато здесь равнинная, изрезанная относительно пологими, неглубокими оврагами. Размеры составляют 3,7 на 0,5 км; средняя мощность пласта 40 м; коэффициент пористости - 29%; коэффициент проницаемости – 10-1000 мД [4].

### **5.1 Краткая геологическая характеристика горизонта.**

В геологическом строении территории участвуют дислоцированные и породы архей-нижнепротерозойского возраста, слагающие кристаллический фундамент, и осадочные образования верхнепротерозойской подгруппы, девонской, каменноугольной и четвертичной систем.

Щигровский горизонт вскрыт скважинами на глубине 745-797 м. Отложения щигровского горизонта с размывом залегают на старо-оскольских и перекрываются хворостанскими. Нижняя граница проводится в основании песчано-алевролитовой пачки, являющейся началом седиментационного цикла; верхняя - отбивается по литологической смене терригенных пород щигровского горизонта фаунистически охарактеризованными карбонатными отложениями хворостанского горизонта.

Нижняя часть разреза представлена песками и песчаниками светло-серыми, тонко- и мелкозернистыми кварцевыми, косо- и горизонтально-слоистыми с прослоями алевролитов и глин мощностью до 1-2 м. Мощность этой части разреза 50-60 м. Средняя часть разреза мощностью 60-70 м сложена переслаиванием глин, песков и алевролитов.

Заканчивается разрез светло-серыми или голубовато-зелеными сланцеватыми глинами с прослоями (1-3 до 5 м) песчаников и алевролитов.

Мощность этой части разреза 32-37 м. Общая мощность щигровского горизонта 145-167 м.

Таким образом, щигровский пласт-коллектор Даньковской структуры, состоящий преимущественно из песчано-алевролитово-глинистых пропластков, не будет реагировать с образованной в результате взаимодействия углекислого газа и воды углекислотой.

## **5.2 Исследование влияния фазового перехода при закачке газообразного CO<sub>2</sub> в пласт-коллектор с термобарическими параметрами, соответствующими жидкому агрегатному состоянию CO<sub>2</sub>.**

В главе 2 был сделан вывод о том, что для захоронения CO<sub>2</sub> больше подходит жидкое агрегатное состояние. Для этого необходимо подобрать пласт-коллектор с термобарическими параметрами, соответствующими жидкому агрегатному состоянию CO<sub>2</sub>. Стоит отметить, что можно осуществлять закачку как газообразного так и CO<sub>2</sub> в сверхкритическом агрегатном состоянии в пласт-коллектор с термобарическими параметрами, соответствующими жидкому агрегатному состоянию CO<sub>2</sub>, с последующим его переходом в жидкое агрегатное состояние, так и CO<sub>2</sub>, находящегося изначально в жидком агрегатном состоянии.

Для выяснения более приемлемого агрегатного состояния CO<sub>2</sub> был смоделирован фазовый переход из газообразного и сверхкритического в жидкое агрегатное состояние CO<sub>2</sub> в процессе его закачки в пласт-коллектор с термобарическими параметрами Даньковской структуры по кровле Щигровского горизонта (температура – 19 °С, давление – 8 МПа), соответствующими жидкому агрегатному состоянию CO<sub>2</sub>.

На рисунках 5.2.1 и 5.2.2 представлены результаты моделирования фазового перехода CO<sub>2</sub> из газообразного агрегатного состояния в жидкое. Газообразный CO<sub>2</sub> в полном объеме переходит в жидкую фазу. Такой же результат будет и для сверхкритического агрегатного состояния CO<sub>2</sub>.

Согласно проведенным расчетам вязкость и плотность хранимого жидкого  $\text{CO}_2$  при данных термобарических параметрах пласта-коллектора будет равна  $0,069 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  и  $805 \text{ кг/м}^3$ . Вязкость и плотность закачиваемого сверхкритического и газообразного агрегатного состояния  $\text{CO}_2$  будет в 1,44 и 1,32, 2,65 и 2,59 раза меньше жидкого агрегатного состояния  $\text{CO}_2$ .

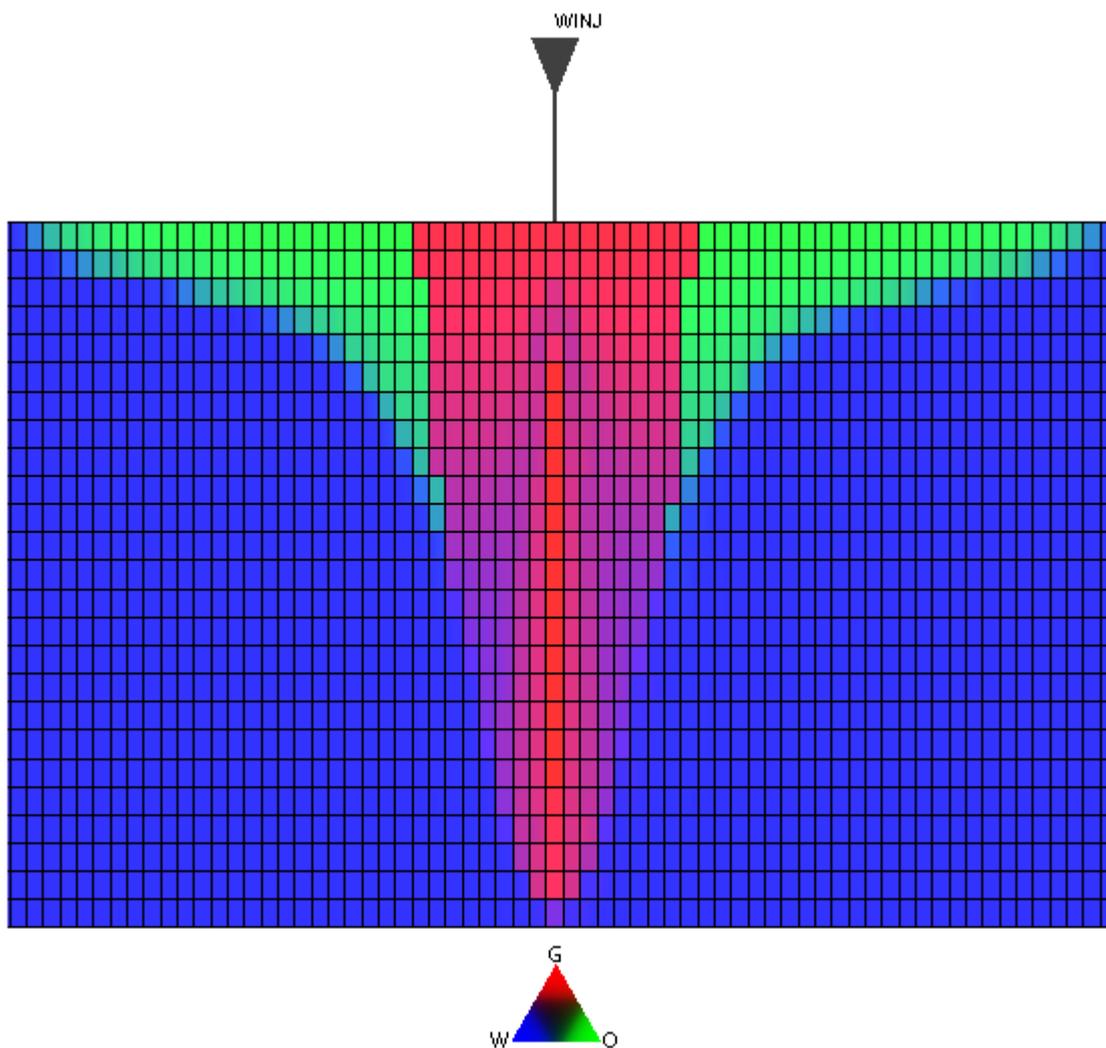


Рис. 5.2.1 – Трехфазное отображение совокупной насыщенности газообразный  $\text{CO}_2$ -жидкий  $\text{CO}_2$ -вода.

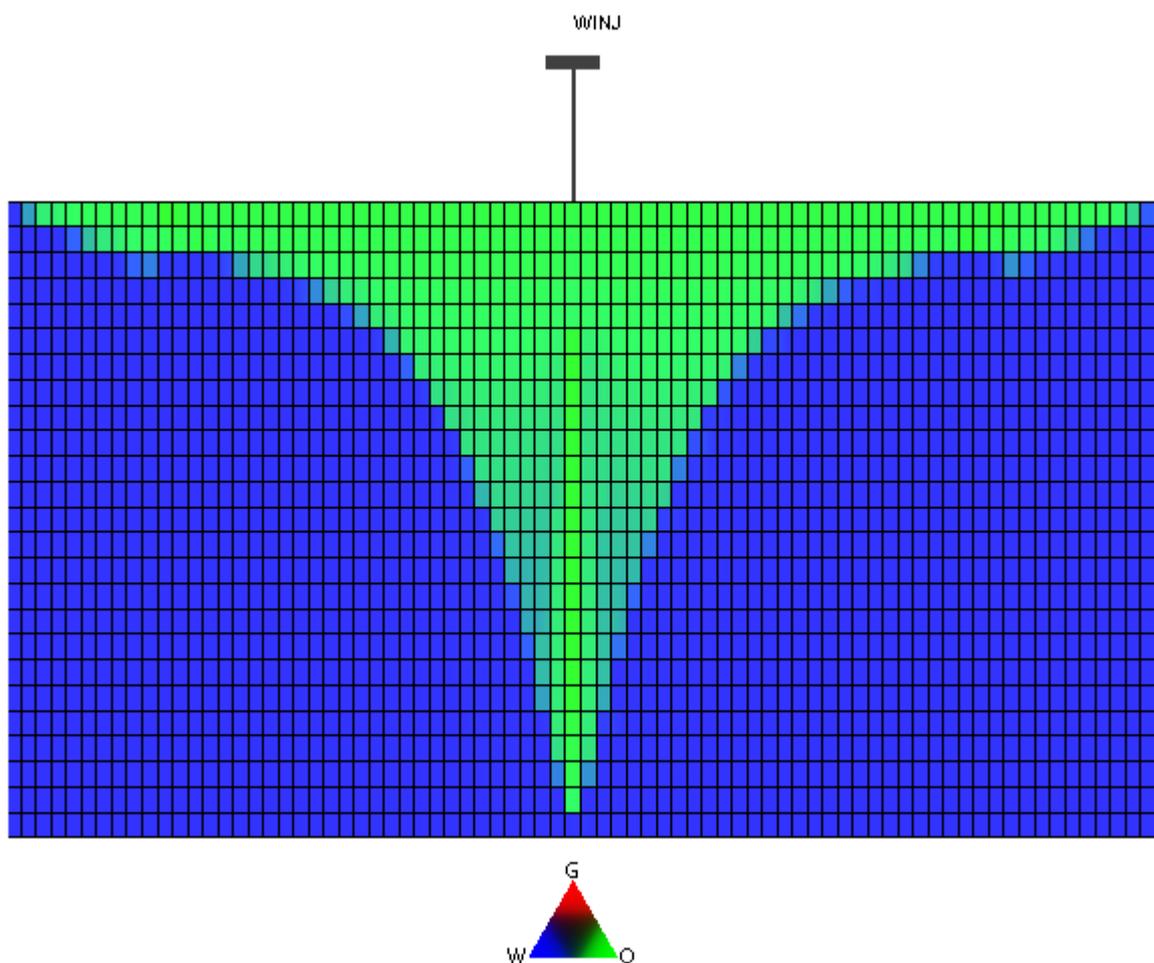


Рис. 5.2.2 – Двухфазное отображение совокупной насыщенности жидкций  $\text{CO}_2$ -вода.

В результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- с технологической точки зрения лучшим агрегатным состоянием закачиваемого  $\text{CO}_2$  является жидкое агрегатное состояние, позволяющее избежать прорывов языков  $\text{CO}_2$  в результате закачки в пласт-коллектор, в отличие от газообразного и сверхкритического агрегатного состояния, что в свою очередь приведет к ограничениям темпа закачки  $\text{CO}_2$  в пласт-коллектор;
- с экономической точки зрения лучшим агрегатным состоянием закачиваемого  $\text{CO}_2$  является газообразное состояние, так как нет необходимости в покупке дополнительного оборудования для

сжижения (сжатия) CO<sub>2</sub> (емкости, теплообменники, компрессора и т.д.);

- более рентабельное агрегатное состояние закачиваемого CO<sub>2</sub> определяется исходя из конкретных геологических и термобарических условий для каждого объекта хранения.

### **5.3 Результаты моделирования захоронения CO<sub>2</sub> в жидком агрегатном состоянии.**

Нагнетательная скважина Даньковской структуры на закачку метана и воды может работать с максимальным дебитом 1 млн м<sup>3</sup>/сут [4] и 1000 м<sup>3</sup>/сут (поскольку данная структура аналогична структуре Касимовского ПХГ [4]). Тогда для жидкого, сверхкритического и газообразного агрегатного состояния CO<sub>2</sub> максимальный дебит на закачку будет равен 11,428 кт/сут (исходя из соотношения вязкостей воды и жидкого CO<sub>2</sub>), 315 и 600 тыс м<sup>3</sup>/сут (исходя из соотношения вязкостей метана и газообразного, сверхкритического CO<sub>2</sub>) соответственно. Исходя из выводов сделанных в пункте 5.2 будем закачивать CO<sub>2</sub> в газообразном агрегатном состоянии.

Нагнетание газообразного CO<sub>2</sub> осуществлялось в три куста. В купольной части куст состоит из 5 нагнетательных скважин (темп закачки каждой скважины газообразного CO<sub>2</sub> составляет 2 млн м<sup>3</sup>/сут), в седловине между двумя куполами куст состоит из 3 нагнетательных скважин (темп закачки каждой скважины газообразного CO<sub>2</sub> составляет 1,5 млн м<sup>3</sup>/сут). Закачка газообразного CO<sub>2</sub> ведется до проектной изогипсы -660 м. В результате чего в пласт-коллектор в течение 10 лет было закачено 17,775 млрд м<sup>3</sup> газообразного CO<sub>2</sub>, который перейдет в жидкое агрегатное состояние (рис. 5.3.1). На максимальной производительности этот же объем газообразного CO<sub>2</sub> можно закачать за 4 года.

Тот же геометрический объем ловушки, вместивший 17,775 млрд м<sup>3</sup> газообразного CO<sub>2</sub> (перешедшего в жидкое агрегатное состояние), займет 542,25 Мт жидкого CO<sub>2</sub>, согласно формуле подсчета запасов нефти объемным методом [9]. Тогда тем же числом скважин, что и для закачки

газообразного  $\text{CO}_2$ , с максимальной производительностью 11,428 кт/сут можно закачать в пласт-коллектор Даньковской структуры 542,25 Мт жидкого  $\text{CO}_2$  за те же 10 лет.

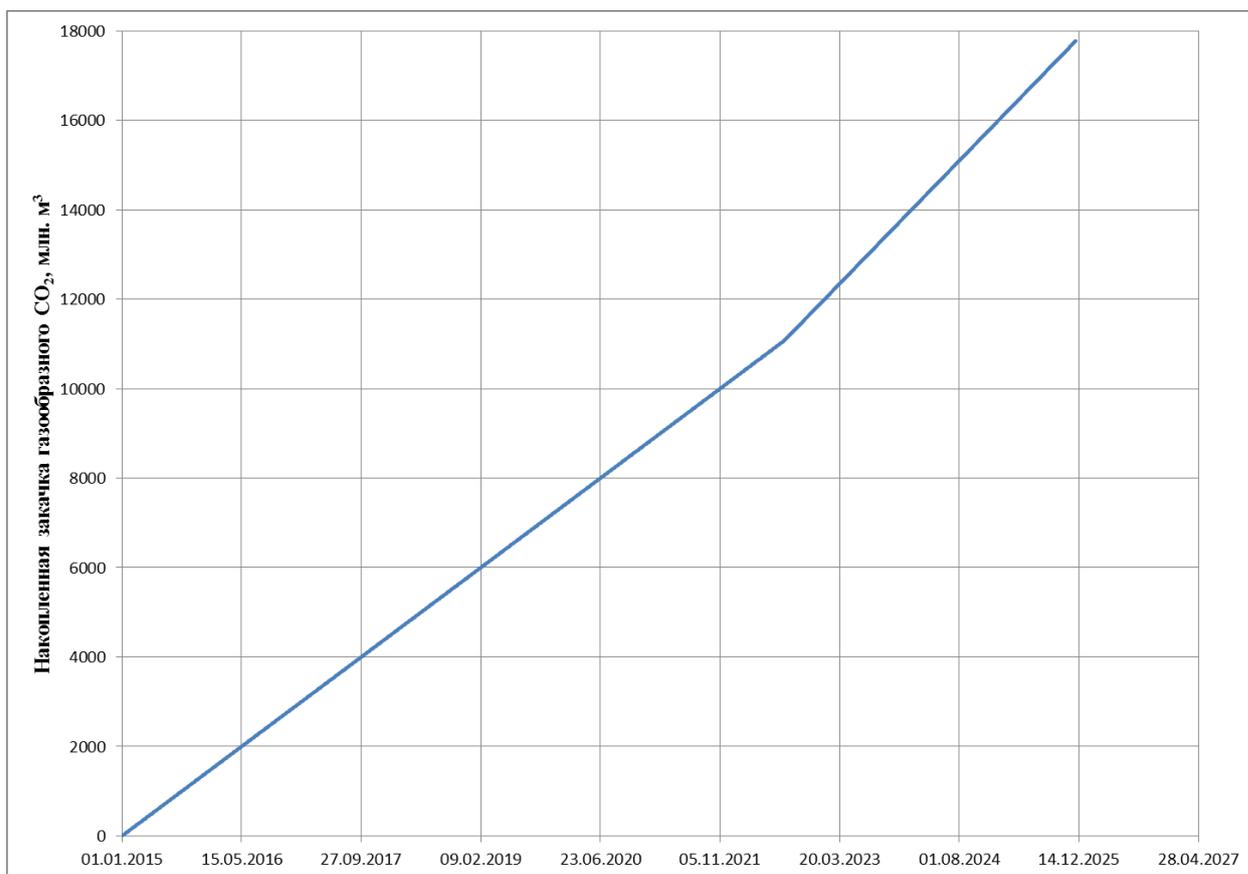


Рис. 5.3.1 – Накопленная закачка газообразного  $\text{CO}_2$ .

На рисунках 5.3.2, 5.3.3 показано распределение насыщенности жидкого  $\text{CO}_2$  на конец закачки и через 5 лет после окончания закачки газообразного  $\text{CO}_2$ . Жидкий  $\text{CO}_2$  за пределы замыкающей изогипсы не вышел.

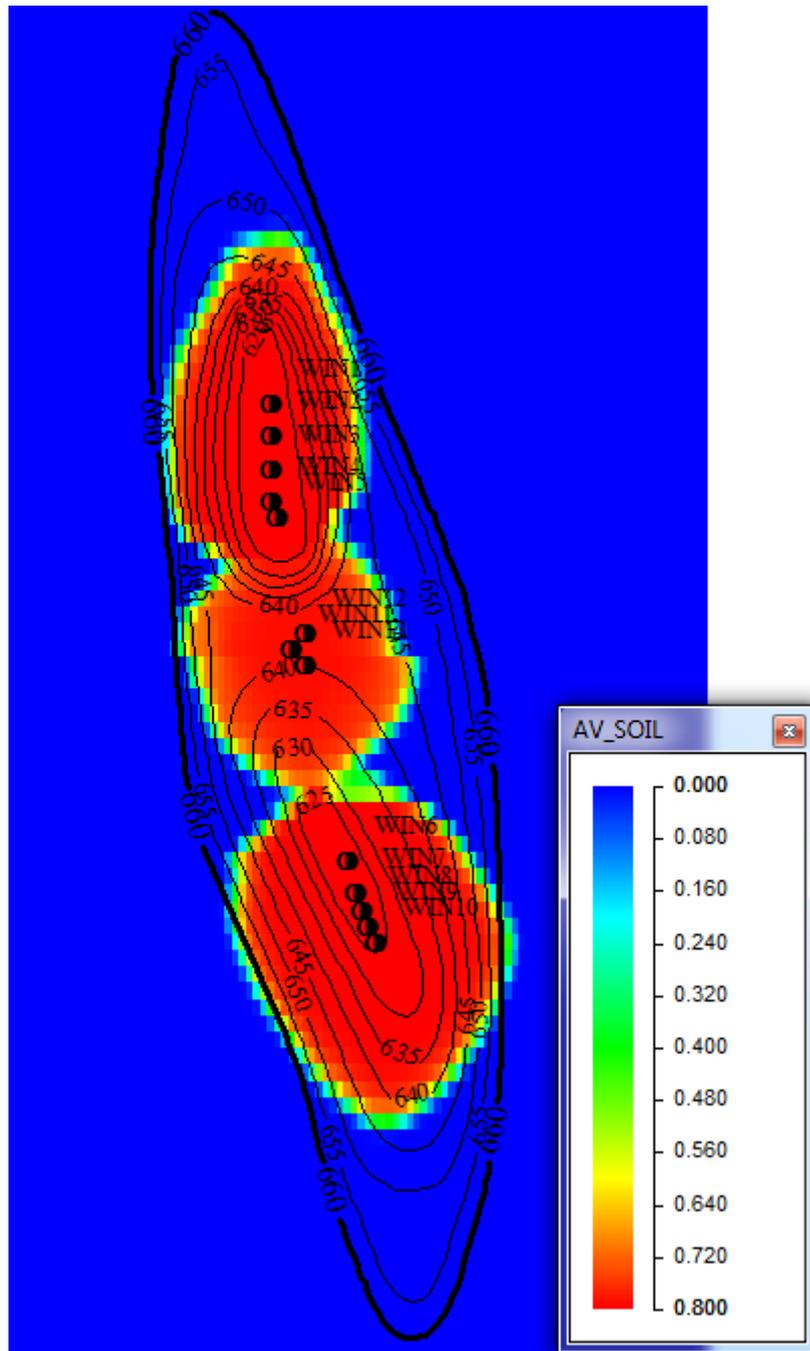


Рис. 5.3.2 – Распределение насыщенности жидкого CO<sub>2</sub> на конец закачки по первому расчётному слою Щигровского горизонта (под кровлей) Даньковской структуры.

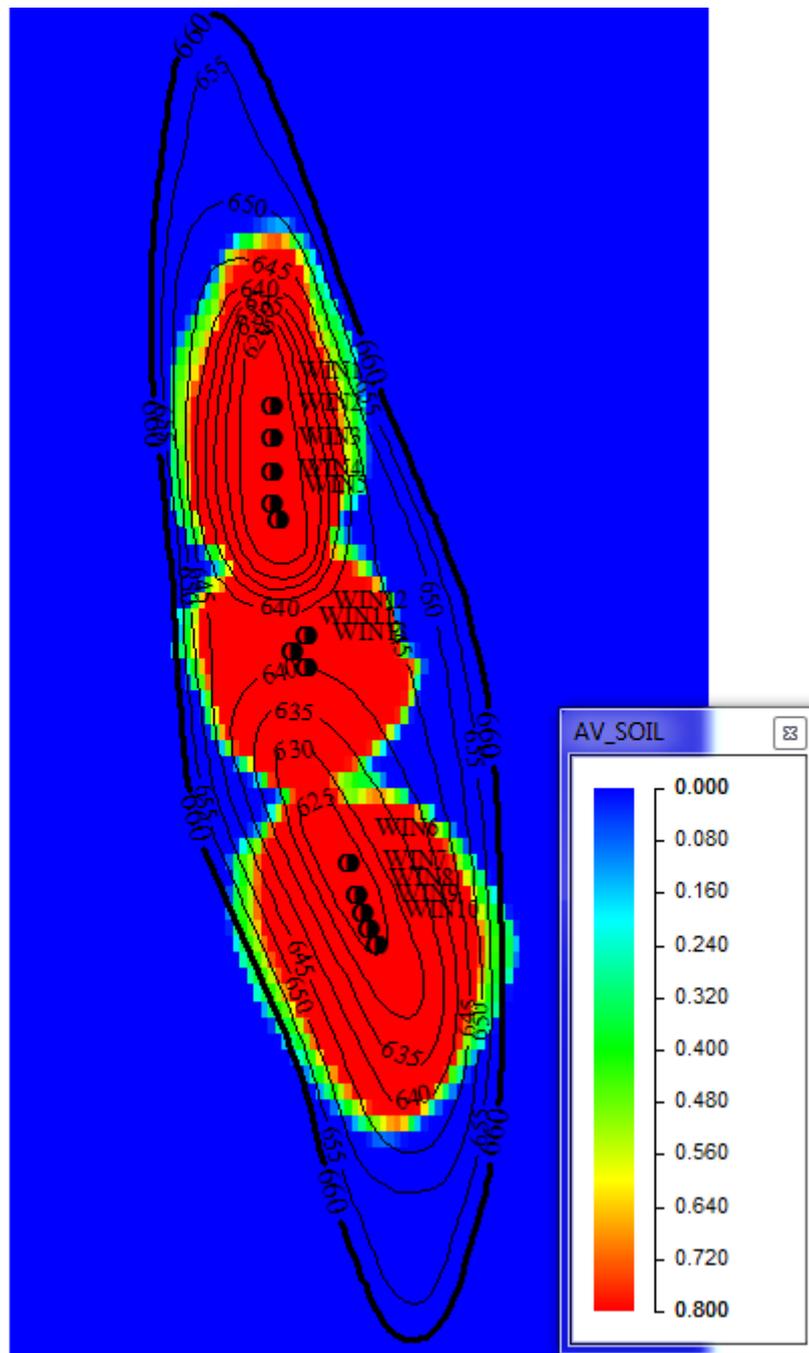


Рис. 5.3.3 – Распределение насыщенности жидкого  $\text{CO}_2$  через 5 лет по окончании закачки  $\text{CO}_2$  по первому расчётному слою модели Щигровского горизонта Даньковской структуры.

Таким образом, проведенные расчеты позволяют подтвердить сделанные выводы главы 2 (анализ физических свойств  $\text{CO}_2$ ), что для хранения  $\text{CO}_2$  больше подходит жидкое агрегатное состояние, чем газообразное или сверхкритическое. В пластовых условиях все физические свойства жидкого  $\text{CO}_2$  превышают свойства газообразного и

сверхкритического агрегатного состояний этого же газа, но не воды. Следовательно, жидкий  $\text{CO}_2$  будет находиться в породах, выше водонасыщенных, обладать меньшей подвижностью, а также обеспечивать больший объем хранения по сравнению с другими агрегатными состояниями. Рентабельность выбранного закачиваемого агрегатного состояния  $\text{CO}_2$  для Даньковской структуры будет определяться стоимостью оборудования необходимого для сжижения  $\text{CO}_2$ .

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате проведенного анализа и обобщения имеющегося опыта по замещению части буферного объема природного газа  $\text{CO}_2$  показано, что комплексное исследование агрегатных состояний  $\text{CO}_2$  с позиции технологической целесообразности в настоящее время является актуальной и практически значимой задачей.
2. На основании проведенных численных исследований процессов протекающих в пласте-коллекторе при закачке газообразного и сверхкритического агрегатных состояний  $\text{CO}_2$  обосновано более рентабельное для частичного замещения части буферного объема природного газа агрегатное состояние  $\text{CO}_2$ .
3. На основании теоретических исследований, проведенных на одномерной математической модели, выявлено влияние фильтрационно-емкостных параметров, угла наклона пласта-коллектора, интенсивности закачки неуглеводородного газа/отбора метана на зону смешения «углекислый газ-метан», позволяющих рационально выбрать объект хранения газа для реализации технологии частичного замещения буферного объема природного газа.
4. Выявлены основные требования к пласту-коллектору, способному поддерживать  $\text{CO}_2$  в необходимом агрегатном состоянии, позволяющие подобрать глубину залегания пласта-коллектора исходя из необходимого для захоронения углекислого газа или замещения части буферного объема газа  $\text{CO}_2$  агрегатного состояния углекислого газа.
5. Проведено моделирование процесса замещения части буферного объема природного газа сверхкритическим  $\text{CO}_2$  и  $\text{N}_2$  на Кущевском ПХГ. По результатам гидродинамического моделирования был обоснован более приемлемый неуглеводородный газ для замещения части буферного объема, а также оценены риски прорыва того или иного неуглеводородного газа к эксплуатационным скважинам.

6. Проведено моделирование процесса захоронения  $\text{CO}_2$  на Даньковской структуре. По результатам моделирования подтверждено оптимальное агрегатное состояние хранимого и закачиваемого  $\text{CO}_2$  в пласт-коллектор. Разработан способ хранения  $\text{CO}_2$  в жидком агрегатном состоянии в геологической структуре.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Пер. с англ. – М: Недра, 1982, 407 с.
2. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 488 с.
3. Богословский С.В. Физические свойства газов и жидкостей: Учеб. пособие/ СПбГУАП. СПб., 2001. 73с.
4. Бузинов С.Н., Григорьев А.В. Технологическая схема создания Даньковского ПХГ. Отчет о НИР / ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - Москва, 1999.
5. Бузинов С.Н., Крапивина Г.С., Ковалев А.Л и др. Технологическая схема создания Кущевского ПХГ с выделением этапа опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ). Отчет о НИР / ООО «ВНИИГАЗ» – Москва, 1991.
6. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.Л. Физика нефтяного и газового пласта – М: Недра, 1982. – 312с.
7. Давыдова А. Жарко не покажется: [Электронный ресурс]. 2016. URL: [http://www.kommersant.ru/doc/2972387?utm\\_source=Viber&utm\\_medium=Chat&utm\\_campaign=Private](http://www.kommersant.ru/doc/2972387?utm_source=Viber&utm_medium=Chat&utm_campaign=Private). (Дата обращения: 22.04.2016).
8. Дмитриевский А.Н., Хан С.А., Мойжиш Я., Семенов О.Г., Хвостова В.Ю. Сокращение объемов буферного газа при создании газохранилищ в месторождениях углекислого газа // Газовая промышленность. – 2009. – №9. – С. 37-40.
9. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. – М., «Недра», 1970, стр. 488.
10. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М., «Недра», 1980, 301 с.

11. Исхаков А.Я., Барщев М.Ю., Кан В.Е. Повышение эффективности эксплуатации Кущевского, Щелковского и Пунгинского ПХГ на основе постоянно-действующей геолого-технологической модели. Этап 1. Построение детальной геологической модели Кущевского ПХГ. Построение детальной геологической модели Щелковского ПХГ. Подготовка геологической модели Пунгинского ПХГ для газодинамического моделирования. Подэтап 2. Часть 2.2. Построение 3D детальной геологической модели Кущевского ПХГ. Отчет о НИР / ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - Москва, 2009.
12. Карвацкий А.Г. CO<sub>2</sub> – эффективный заменитель буферного газа ПХГ // Газовая промышленность – 1985, №7.
13. Левыкин Е.В. К использованию выхлопных газов газомотокомпрессоров в качестве наполнителя буферного объема при создании подземных газохранилищ // Транспорт и подземное хранение газа. – 1976. – №8. – С. 29-32.
14. Михайловский А.А. Аналитический контроль объемов газа в пластах-коллекторах ПХГ / А.А. Михайловский. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 250 с.
15. Михайловский А.А., Григорьев А.В. Опыт прогнозирования и регулирования эксплуатации ПХГ в частично выработанном месторождении высокоазотного природного газа ПХГ // Газовая промышленность. – 2014. – №5. – С. 64-67.
16. Михайловский А.А., Хан С.А., Исаева Н.А. Совершенствование технологий частичной замены буферного метанового газа ПХГ неуглеводородными газами // Газовая промышленность. – 2014. – №1. – С. 62-55.
17. Михайловский А.А., Чугунов А.В., Григорьев А.В. Направления научных исследований в области технологий хранения газов в пластах-коллекторах // Газовая промышленность. – 2015. – №10. – С. 36-39.

18. Опыт “Газ де Франс” по замещению части буферного газа ПХГ выхлопными газами. Транспорт, переработка и использование газа в зарубежных странах. М., ВНИИЭГазпром, 1989, № 17.
19. Патент РФ №2458838 Способ создания подземного хранилища газа в геологических структурах, заполненных газом / Дмитриевский А.Н. Приоритет от 28.03.2011. Зарегистрирован в Госреестре изобретений РФ 20.08.2012 (Патентообладатель – Учреждение Российской академии наук Институт проблем нефти и газа РАН).
20. Патент РФ №2012155787 Способ создания подземного хранилища газа в геологических структурах, заполненных газом / Дмитриевский А.Н., Аксютин О.Е., Исаева Н.А. и др. Приоритет от 24.12.2012. Зарегистрирован в Госреестре изобретений РФ 27.06.2014 (Патентообладатель – Учреждение Российской академии наук Институт проблем нефти и газа РАН).
21. Патент РФ №2583029 Способ захоронения CO<sub>2</sub> (варианты) / Хан С.А., Дорохин В.Г., Хвостова В.Ю. Приоритет от 02.02.2015. Зарегистрирован в Госреестре изобретений РФ 07.04.2016 (Патентообладатель – ООО «Газпром ВНИИГАЗ»).
22. Рубан Г.Н., Михайловский А.А. и др. Проведение теоретических и экспериментальных исследований по возможности использования углекислого газа для частичной замены буферного природного метанового газа на ПХГ. Этап 2. Разработка технологических решений по созданию и эксплуатации ПХГ в пористых пластах с комбинированным (природный метановый газ + углекислый газ) буферным газом. Отчет о НИР/ ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - Москва, . - 2011.
23. Сафонов М.С., Лисичкин Г.В. Можно ли уменьшить концентрацию углекислого газа в атмосфере // Соросовский образовательный журнал. – 2001. – №7. – С. 40-46.

- 24.СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. – М.: Газпром экспо, 2011. – 12 с.
- 25.Хан С.А. Анализ мировых проектов по захоронению углекислого газа // Георесурсы. – 2010. – С. 55-62.
- 26.Хан С.А., Гарайшин А. С., и др. Исследование возможности частичного замещения буферного объема газа на диоксид углерода на ПХГ// Территория нефтегаз. – 2015. – №5. – С. 18-21.
- 27.Хан С.А., Дмитриевский А.Н., Аксютин О.Е., Люгай Д.В. , Хвостова В.Ю. Утилизация и хранение углекислого газа: мировой опыт. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 168 с.
- 28.Хан С.А., Дорохин В.Г. Анализ поведения сверхкритического CO<sub>2</sub> и N<sub>2</sub> в пластовых условиях при частичном замещении объемов буферного газа на примере Кущевского ПХГ // Газовая промышленность. – 2016. – №7-8. – С. 50-54.
- 29.Хан С.А., Дорохин В.Г., Бондаренко Н.П. Использование особенностей агрегатных состояний двуокиси углерода для замещения части буферного объема подземных хранилищ газа // Газовая промышленность. – 2016. – №4. – С. 30-35.
- 30.Хан С.А., Троицкий В.М., Рассохин С.Г. и др. Физическое моделирование процессов молекулярной диффузии при закачке диоксида углерода в продуктивные пласты // Газовая промышленность. – 2013. – спецвыпуск – С.68-72.
- 31.Чугунов А.В., Мельников Е.А. и др. Технологический проект эксплуатации Кущевского ПХГ. Отчет о НИР / ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - Москва, 2013.
- 32.Andre L., Azaroual M., Menjot A., Kervevan C., Lombard J.M., Egermann P. Control of supercritical CO<sub>2</sub> injectivity in the deep Dogger aquifer of the Paris basin from different injection scenarios // Geotechnologies №9 – 2007, p. 2.

33. Bachu S., Rothenburg L. Carbon Dioxide Sequestration in Salt Caverns: Capacity and Long Term Fate // Second Annual Conference on Carbon Sequestration – May 2003, USA. p. 1-12.
34. Bachu S., Shaw J.C. CO<sub>2</sub> storage in oil and Gas Reservoirs in western Canada: effect of aquifers, potential for CO<sub>2</sub> - flood enhanced oil recovery and practical capacity // Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies 5 – September 2004, Vancouver, Canada. p. 361-369.
35. Bonijoly D., Barbier J., Matray J.M., Robeling C., Kervevan C., Thlerry D., Menjoz A., Cotiche C., Herbrich B. Feasibility of CO<sub>2</sub> storage in geothermal reservoirs. Example of the Paris Basin – France, BRGM, 2003, p. 135.
36. Cailly B., Le Thiez P., Egermann P., Andibert A., Vidal-Gilbert S., Longague X. Geological storage of CO<sub>2</sub>: A State-of-the-Art of Injection Processes and Technologies // Utrecht University, Faculty of Geosciences, HPT Laboratory, Budapestlaan 4, The Netherlands, Elsevier 2009.
37. Chadwick R.A., Arts R., Bentham M., Eiken O., Holloway S., Kirby G.A., Pearce J.M., Williamson J.P., Zweigel P. Review of monitoring issues and technologies associated with the long-term underground storage of carbon dioxide // Geological Society. – 2009, № 313.
38. Combe J., Faure F., Issever K., Topkaya I. Bati-Raman heavy oil field. Reservoir management of CO<sub>2</sub> injection in fractured limestone formations // Offshore Mediterranean Conference. – 1997, p. 16.
39. Huang H.P., Chang S.G. Dual alkaline approaches for the capture and disposal of CO<sub>2</sub> // Environmental Energy Technology. - 2000.
40. Gary Shaffer. Long-term effectiveness and consequences of carbon dioxide sequestration.- 2010, №3.
41. Khan I. CO<sub>2</sub> Storage technologies overview // RWE Power International, 2006, p. 20.

- 42.Koukouzas N., Ziogou F., Gemeni V. Cost of pipeline-based CO<sub>2</sub> transport and geological storage in saline aquifers in Greece // Energy Procedia 4 – 2011, p. 2978–2983.
- 43.Lord A.S. Overview of geologic storage of natural gas with an emphasis on assessing the feasibility of storing hydrogen // Sandia report.- 2009.
- 44.Mari J.L., Huguet F., Meunier J., Becquey M. Natural Gas Storage Seismic Monitoring// Oil and Gas Science and Technology.- 2011, №1.
- 45.Oldenburger C.M. Carbon dioxide as cushion gas for natural gas storage // Energy and Fuels.- 2003, №17.
- 46.Patzek T.W., Silin D.B., Benson S.M., Barenblatt G.I. On Vertical Diffusion of Gases in a Horizontal // Dordrech/ Boston/London: Kluwer Academic Publishers, 2003. – 141–156 p.
- 47.Riding J.B., Rochelle C.A. Subsurface characterization and geological monitoring of the CO<sub>2</sub> injection operation at Weyburn, Saskatchewan, Canada // Geological Society. – 2009, № 313.
- 48.Rupp J., Bremeier M. Commingling of high-caloric injected and low-caloric remaining gas in underground gas storage // Reports International conference on underground gas storage. – M.: RAO GAZPROM, 1995. – P. 69–74.
- 49.Shogenova A., Sliupa S., Vaher R., Shogenov K., Pomeranceva R. The Baltic Basin: structure, properties of reservoir rocks, and capacity for geological storage of CO<sub>2</sub> // Estonian Journal of Earth Sciences – 2009, p. 259-267.
- 50.Sliupa S., Shogenova A., Shogenov K., Sliupiene R., Zabele A., Vaher R. Industrial carbon dioxide emissions and potential geological sinks in the Baltic states // Oil Shale – 2008, p. 465-484.
- 51.Tek M.R. Underground Storage of Natural Gas Theory and Practice. – Kluwer Academic Publishers., 1988, 371-383 p.
- 52.Tzimas E., Filiou C., Peteves S.D., Veyret J.B. Hydrogen storage: State-of-the-Art and future perspective // European Communities.- 2003.

53. Van der Meer B. Carbon Dioxide Storage in Natural Gas Reservoirs // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 60 (2005), No. 3, p. 527-536.
54. Van der Meer B., Obdam A. Is Carbon Dioxide in Case of Natural Gas Storage a Feasible Cushion Gas? // TNO report. – 2008.
55. Verdon J.P. Microseismic Monitoring and Geomechanical Modelling of CO<sub>2</sub> Storage in Subsurface Reservoir, 2012 – p. 102.