



RS Global

# INTERNATIONAL

## Scientific and Practical CONFERENCE

.....

### International Trends in Science and Technology

**Proceedings of the  
XIX International Scientific and  
Practical Conference**

**International Trends in  
Science and Technology**

**Vol.1, November 30, 2019,  
Warsaw, Poland**

Copies may be made only from legally acquired originals.  
A single copy of one article per issue may be downloaded for personal use (non-commercial research or private study). Downloading or printing multiple copies is not permitted. Electronic Storage or Usage Permission of the Publisher is required to store or use electronically any material contained in this work, including any chapter or part of a chapter. Permission of the Publisher is required for all other derivative works, including compilations and translations. Except as outlined above, no part of this work may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means without prior written permission of the Publisher.

**ISBN 978-83-955313-5-4**

© RS Global Sp. z O.O.;  
© The Authors

**RS Global Sp. z O.O.  
Warsaw, Poland  
2019**

**Founder:**  
RS Global Sp.z O.O.,  
Scholarly Publisher  
Warsaw, Poland

**Publisher Office's  
address:**

Dolna 17, lok. A\_02  
Warsaw, Poland,  
00-773

E-mail:  
rsglobal.poland@gmail.com

The authors are fully responsible for the facts mentioned in the articles. The opinions of the authors may not always coincide with the editorial boards point of view and impose no obligations on it.

## CONTENTS

### *PHYSICS AND MATHEMATICS*

- Фрицак М. В.**  
МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОМЕТРИИ КОМПОНЕНТ ДЕТЕКТОРА ЭКСПЕРИМЕНТА SHIP В  
ПРОГРАММЕ GEANT4..... 3

### *COMPUTER SCIENCE*

- Хижняк Юлія Сергіївна**  
ПРИНЦИПИ ПРОЕКТУВАННЯ ГРАФІЧНОГО ІНТЕРФЕЙСУ  
СТУДЕНТСЬКОГО ІНФОРМАЦІЙНОГО МОБІЛЬНОГО ДОДАТКУ ДЛЯ ВИЩОГО  
НАВЧАЛЬНОГО ЗАКЛАДУ ..... 7

### *ENGINEERING SCIENCES*

- Абдуллаева В. Г.**  
ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШАМАХЫ-ГОБУСТАНСКОГО РАЙОНА..... 11

- Г. Д. Насибова**  
ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ШАМАХЫ-ГОБУСТАНСКОГО  
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА НА ОСНОВАНИИ ИЗУЧЕНИЯ ЛИТОЛОГО-  
СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕЗОКАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ 17

- Ляховецкая-Токарева Марина Марковна, Каспийцева Виктория Юрьевна,  
Юрченко Евгений Леонидович, Коваль Елена Александровна**  
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ МИКРОКЛИМАТА..... 24

- Мухтарова Х. З.**  
ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
МЕЗОКАЙНОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ..... 27

- Мухтарова Х. З.**  
ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ  
ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПЛОЩАДИ ЯШМА  
ПРИКАСПИЙСКО-ГУБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА..... 35

## МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОМЕТРИИ КОМПОНЕНТ ДЕТЕКТОРА ЭКСПЕРИМЕНТА SHiP В ПРОГРАММЕ GEANT4

Фрицак М. В.,

Украина, Киев, Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, студент

**Abstract.** This article is considering in detail how to simulate the geometry of detector components in the Geant4 program. For a more accurate prediction of the future experimental data, most detectors simulate in programs that can take into account the interactions of particles with the medium, and interactions with individual parts of the detector. Such simulations also help to fine-tune the equipment. We will take as an example of a detector from the SHiP experiment (CERN). This article gives a detailed analysis of how to correctly write the script and how to simulate different detector components, concerning their physical parameters. Given article is of interest for the students who study quantum physics and the scientists whose branch of science is High Energy Physics.

**Keywords:** Geant4, SHiP, CERN, detector simulation, detector components.

**Введение.** Одним из важнейших экспериментальных открытий 21-го века в физике элементарных частиц является детектирование в 2012 году бозона Хиггса на Большом Адронном Коллайдере (LHC) [1]. Бозон Хиггса является одной из ключевых частиц в Стандартной модели (СМ) – теоретической модели, описывающей электромагнитное, сильное и слабое взаимодействие элементарных частиц. Однако остается ряд явлений, нуждающихся в объяснении, среди которых существование темной материи и барионная асимметрия Вселенной [2]. Данные явления не могут быть описаны с помощью СМ; приблизить к их объяснению может открытие новых частиц, поиски которых осуществляются в Европейском совете по ядерным исследованиям (CERN).

**Обсуждение проблемы.** В 2013 году в CERN была предложена модель нового эксперимента, получившего название SHiP (Рис.1), предназначенного для поиска очень слабосвязанных частиц, массы которых находятся в пределах ГэВ [3]. Существование таких частиц предусмотрено в различных теоретических моделях, расширяющих СМ, но само их существование в значительной степени не доказано.

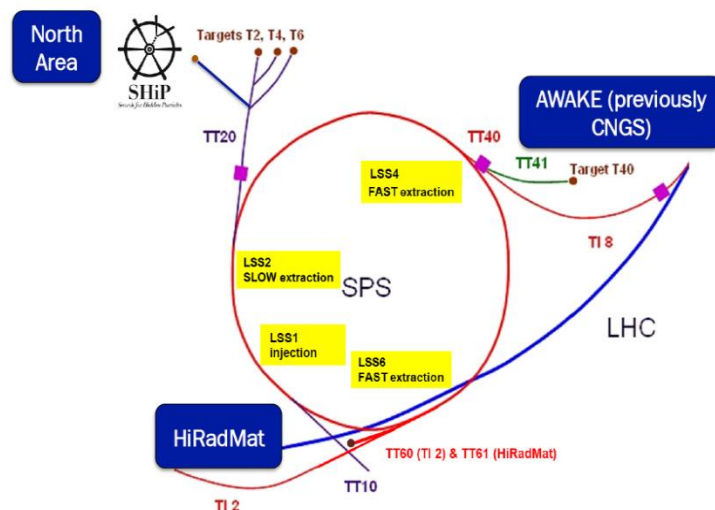


Рис.1 Протонный суперсинхротрон (SPS) [4]

Детектор эксперимента SHiP (Рис. 2), который предназначен для детектирования частиц, возникших после столкновения протонов с неподвижной мишенью, предположительно должен являться обильным источником неисследованных частиц в диапазоне масс нескольких ГэВ. Данный эксперимент также будет источником нейтрино и, в частности, идеальным

источником тау-нейтрино [7] – наименее изученной на данный момент частицы в СМ. Это дает основания полагать, что эксперимент SHiP может внести значительный вклад в изучение физики элементарных частиц.

Для более точного предсказания будущих экспериментальных данных большинство детекторов моделируются в программах, которые могут учесть взаимодействие частиц со средой, в которой они находятся, а также взаимодействие с отдельными частями детектора. Такое моделирование помогает более точно настроить оборудование. Примером могут служить модели детекторов ALICE и ATLAS в программе Geant4 [5, 6].

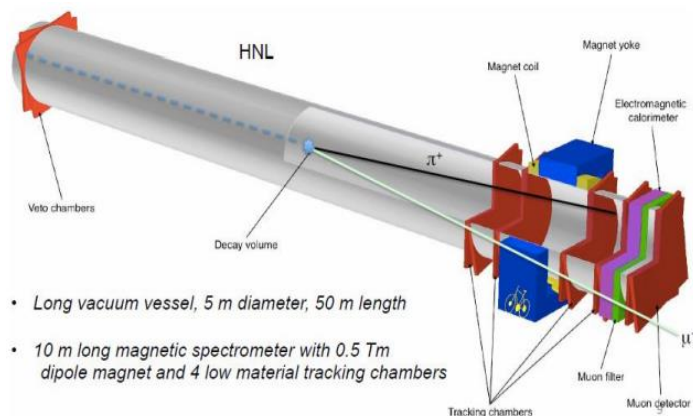


Рис. 2 Трехмерный набросок детектора эксперимента SHiP [3]

**Цель нашей работы** заключается в моделировании и воссоздании в программе Geant4 приблизительной геометрии детектора эксперимента SHiP. Мы смоделируем приближенную к реальности геометрию 3-х компонент детектора: свинцовый щит, вакуумную трубу и сверхпроводящий магнит. Для простоты моделирования все три элемента будут созданы отдельно, а затем собраны вместе.

В первую очередь смоделируем вакуумную трубу, а остальные два компонента: свинцовый щит и сверхпроводящий магнит сделаем по аналогии. Создание геометрии каждой частей детектора состоит из трех этапов.

1) Задаются материал объекта, его физические параметры и расположение в пространстве.

Чтобы задать материал, в программе Geant4 воспользуемся классом G4Material, а также с помощью G4ThreeVector зададим положение нашего объекта относительно системы координат (Рис. 3).

```
G4Material* part1_mat = nist->FindOrBuildMaterial("G4_BONE_COMPACT_ICRU");
G4ThreeVector position1 = G4ThreeVector(0, 0, 0);
```

Рис. 3 Материал и расположение в пространстве

Условно назовем наш объект «Part1». Укажем параметры вакуумной трубы: внутренний и внешний радиусы, длину, начальный и конечный угол (Рис. 4).

```
G4Tubs* solidPart1 =
  new G4Tubs("Part1",
            5.*m, 6.*m,
            50.*m, 0.*deg, 360.*deg);
```

Рис. 4 Форма объекта

```
G4LogicalVolume* logicPart1 =
  new G4LogicalVolume(solidPart1,
                    part1_mat,
                    "Part1");
```

Рис. 5 Логический объем

2) Далее моделируется логический объем, при создании которого ссылаемся на физические свойства объекта «Part1»: материал, из которого он сделан, и форму объекта.

Пусть логический объем для данного объекта называется «logicPart1», в котором указываем объект «Part1», его геометрическую форму – solidPart1 и part1\_mat – материал, из которого сделан объект (Рис. 5).

3) Теперь создается физический объем – финальная стадия моделирования объекта.

В физическом объёме указываем начальный угол поворота объекта, количество его копий, проверяем, не перекрывается ли он другими объектами, а также ссылаемся на уже созданный логический объём для «Part1», в котором он задан (Рис. 6).

```
new G4PVPlacement(0,
                  position1,
                  logicPart1,
                  "Part1",
                  logicEnv,
                  false,
                  0,
                  checkOverlaps);
```

Рис. 6 Физический объём

В результате моделирования мы получаем геометрическую модель вакуумной трубы, помещенной в начале координат (рис. 7).

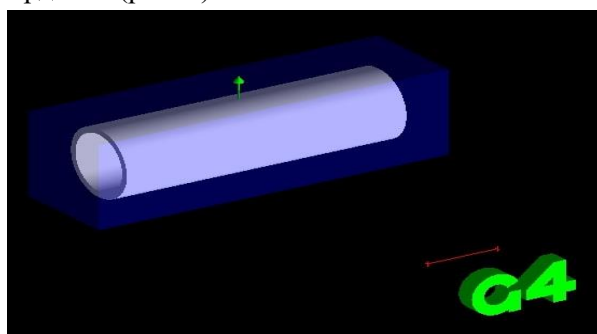


Рис. 7 модель вакуумной трубы

Аналогично моделируем две оставшиеся части, используя класс G4GenericPolycone для создания формы сверхпроводящего магнита. Для создания геометрии фиксированной мишени, которая состоит из фронтальной панели, представляющей собой параллелепипед, и задней – части пирамиды, используем классы G4Box и G4Trd соответственно. В итоге получаем смоделированные сверхпроводящий магнит и свинцовый щит (Рис. 8.).

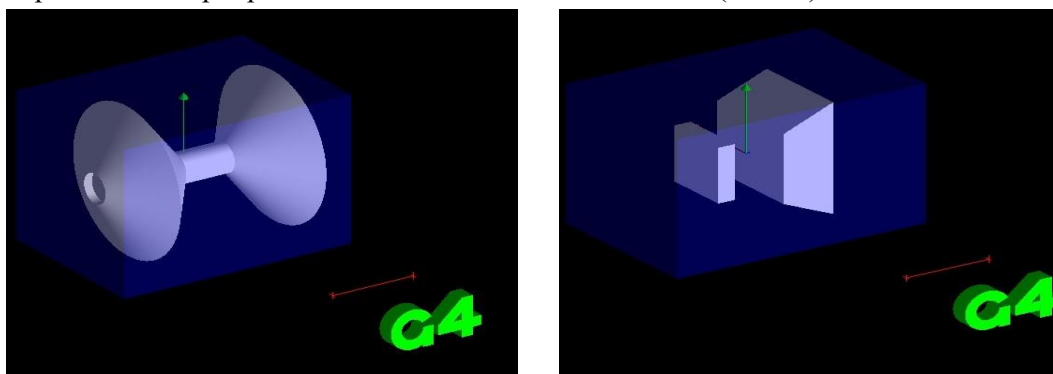


Рис. 8 Модели сверхпроводящего магнита и свинцового щита соответственно

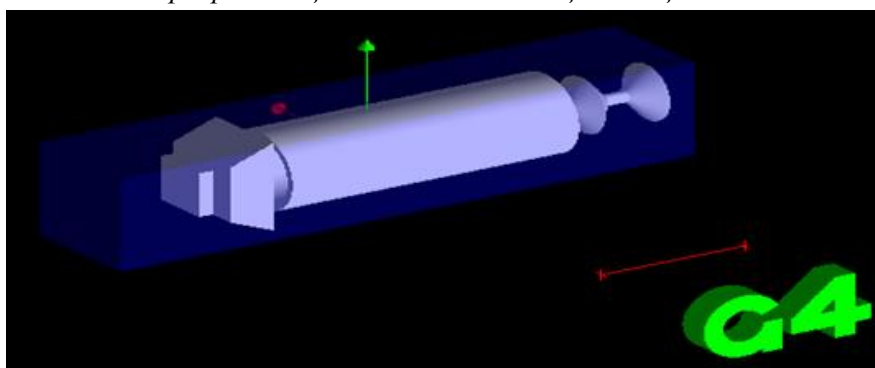


Рис. 9 Результат моделирования трех частей геометрии детектора SHiP

Имея все части модели, совмещаем их вместе в отдельном файле. (Рис. 9).

**Выводы.** Описанный выше план моделирования позволяет создавать компоненты детектора с простейшими характеристиками, которые могут быть использованы для лучшего понимания взаимодействия частиц с конструкцией. В дальнейшем данная модель детектора эксперимента SHiP может быть улучшена путем усовершенствования его геометрии и добавления электромагнитного поля. Кроме того, описанный выше план может быть применен к детекторам более простой конструкции, например, к Hyper-Kamiokande [8], для которого можно будет достичь построения более реалистичных моделей.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Nguyen Anh Ky, Nguyen Thi Hong Van. (2015). Was the Higgs boson discovered? - URL: <https://arxiv.org/abs/1503.08630>.
2. Горбунов Д. С., Рубаков В. А. Введение в теорию ранней Вселенной. Теория горячего Большого взрыва. М.: URSS, 2016. 616 с.
3. W. Bonivento, A. Boyarsky, H. Dijkstra, (2013). Proposal to Search for Heavy Neutral Leptons at the SPS - URL: <https://arxiv.org/abs/1310.1762>.
4. SHiP Collaboration. (2015). A facility to Search for Hidden Particles (SHiP) at the CERN SPS URL: <https://arxiv.org/abs/1504.04956>.
5. ATLAS Collaboration. (2010). The ATLAS Simulation Infrastructure - URL: <https://arxiv.org/abs/1005.4568>.
6. I. González Caballero, F. Carminati, I. Hřivnáčová (2003). ALICE experience with GEANT4 - URL: <https://arxiv.org/abs/physics/0306025>.
7. S. Alekhin, W. Altmannshofer, T. Asaka, (2015). A facility to Search for Hidden Particles at the CERN SPS: the SHiP physics case - URL: <https://arxiv.org/abs/1504.04855>.
8. M. Yokoyama. (2017). The Hyper-Kamiokande Experiment - URL: <https://arxiv.org/abs/1705.00306>.

## ПРИНЦИПИ ПРОЕКТУВАННЯ ГРАФІЧНОГО ІНТЕРФЕЙСУ СТУДЕНТСЬКОГО ІНФОРМАЦІЙНОГО МОБІЛЬНОГО ДОДАТКУ ДЛЯ ВИЩОГО НАВЧАЛЬНОГО ЗАКЛАДУ

*Хижняк Юлія Сергіївна*

*студентка магістратури Національного університету «Запорізька політехніка»  
м. Запоріжжя, Україна*

**Abstract.** *The relevance of the study is designing of the graphical user interface for a student information mobile application is a solution to many problems that arise in the learning process. The rapid development of the use of mobile applications in various areas of modern life allows us to take the educational process to a new level. Which will provide more effective and convenient access to the necessary information and solving of actual problems of students and teachers of the university. Review of the basic principles and analysis of designing the graphical interface of the student information mobile application for the Department of Design. In the theory and practice of studying the principles of designing the graphical interface of the student information mobile application such methods of research as theoretical analysis and synthesis were used, the method of observation and comparative analysis was used.*

**Keywords:** *graphical interface, mobile application, design principles, design, information technologies.*

**Вступ.** На сьогодні не існує єдиної системи обміну інформацією всередині такого середовища як навчальний заклад. Студентам і викладачам представлений великий вибір засобів комунікації, кількість яких зростає з кожним роком. Такими засобами являються власні сайти ВНЗ та кафедр, різні соціальні мережі (вайбер, телеграм та інші). Але фрагментарність цих типів зв'язку, їх перенасичена функціональність, відсутність інструментів для вузько направлених завдань, робить їх неефективними. Розв'язком цієї проблеми слугує розробка студентського інформаційного мобільного додатку кафедр ВНЗ для викладачів та студентів, який допоможе їм в роботі та навчанні.

По перше, це гарний та зручний спосіб комунікації викладачів зі студентами. Всі питання можна розв'язувати в студентському інформаційному мобільному додатку кафедри. Не гаяти часу, не шукати викладача, вирішувати проблеми, просити допомоги, задавати питання – це мрія кожного студента. А спокій та зручний спосіб для передавання інформації для студентів – бажання викладачів.

По друге, завжди у доступі зміна розкладу, всі домашні та практичні завдання, найближчі іспити, контрольні роботи, новини з кафедри та поточні оцінки. Це робить значно простішим життя як для викладачів, так і для студентів.

Для досягнення поставленої мети було використано комплекс методів дослідження, зокрема: аналіз науково-методичних праць з проблемних питань, синтез навчально-методичних ідей; узагальнення власного практичного досвіду; теоретичні методи дали змогу отримати інформацію з досліджуваної проблеми за допомогою аналізування, обґрунтування дидактичних можливостей графічного інтерфейсу; бесіди, анкетування, тестування викладачів та студентів дозволили скоординувати головні потреби користувачів мобільного додатку для кафедр таким чином, щоб графічний інтерфейс був зручним у використанні. В Україні деякі ВНЗ не відстаючи від темпів сучасного життя на практиці внесли вклад до актуальності цієї проблеми. Протягом декількох років в Національному університеті «Одеська юридична академія» функціонувала ІТ-лабораторія, покликана впроваджувати останні досягнення інформаційних технологій в освітній процес. В 2017 році група розробників ІТ-лабораторії НУ «ОЮА» створила власний мобільний додаток для Android під назвою NU OUA GUIDE. Це віртуальна допомога, яка передає величезну базу університетської інформації. В даному мобільному додатку можна знайти інформацію про календар заходів, керівний склад, викладачів ВНЗ, розклад занять, опис факультетів та предметів [10]. Також для досягнення цієї



мети вищій навчальній заклад ХНУГХ ім. А.Н. Бекетова розробив мобільний додаток-довідник – BeketovUni. За допомогою мобільного додатку BeketovUni студенти мають доступ до інформації ВНЗ, розкладу занять усіх факультетів, номери телефонів деканатів, інформація про місто Харків (історія, пам'ятки, інфраструктура, міський транспорт) [8].

**Результати дослідження.** У зв'язку із розвитком інформаційних технологій все більш затребуваним стає використання мобільних додатків у різних галузях життя суспільства. Для вищих навчальних закладів ця проблема також залишається актуальною, так як власні сайти не в змозі вирішувати всі питання навчального процесу студентів та викладачів. Тому розробка мобільного додатку для кафедр ВНЗ стає зручним засобом для вирішенням великої кількості проблем. Принципи проектування та аналізу графічного інтерфейсу мобільного додатку для кафедр мають власну специфіку та потребують більш детального дослідження.

При проектуванні графічного інтерфейсу для студентського інформаційного додатку кафедри досліджувались такі завдання:

1. вирішення актуальних проблем для навчального процесу кафедр ВНЗ. Для того, щоб студентам та викладачам було легше досягти мети у вирішенні ряду питань за допомогою зручного у використанні графічного інтерфейсу мобільного додатку;

2. дослідження та аналізування принципів та специфіки розробки графічного інтерфейсу мобільного додатку для кафедр ВНЗ.

Розвиток в технологічній індустрії, основних принципів та аналізу проектування графічних інтерфейсів для мобільних додатків досліджувався у працях Д. Джонсона «Розумний дизайн. Прості прийоми розробки призначених для користувача інтерфейсів» [3], А.А. Лебедева «Ководство» [6], В.В Головача «Дизайн користувацького інтерфейсу» [2], А. Реймана та Алана Купера «Алан Купер про інтерфейс. Основи проектування взаємодії» [5], А. Г. Мгеровіч «Дизайн мобільного додатку» [1], Б. Скотт, Т. Нейл «Проектування веб-інтерфейсів» [7]. Проте швидкість розповсюдження використання мобільних додатків у сучасному світі зумовлює більш поглибленого дослідження їх перспектив, змін тенденцій, можливостей та необхідностей у подальшому розвитку.

Як зазначав Мгеровіч – коли відбувається технічна революція, більшість людей цього не усвідомлюють і не розуміють, як використовувати її результати. Мобільні додатки – є програмним забезпеченням для мобільних пристроїв. Їх здатності частково залежать від можливостей, закладених розробником додатків, частково від можливостей мобільних пристроїв. Мобільні додатки допомогли змінити роботу, особисте життя, якість тих чи інших послуг, також спілкування мільярдів людей в світі. Багато вчених стверджують, що кількість людей, які користуються мобільними додатками буде все більше зростати. По-перше, смартфони забезпечують мобільність, що важливо для користувача. По-друге, зручність у використанні. По-третє, постійно з'являються нові моделі, в основі яких лежать мобільні технології [1, ст. 13].

На думку А. Реймана та Алана Купера «Інтерфейс. Основи проектування взаємодії» – розробка візуального дизайну інтерфейсу вимагає наявності ряду пов'язаних навичок. Конкретний набір навичок визначається створюваним продуктом. Щоб створювати привабливі і зручні для користувача інтерфейси, дизайнер інтерфейсу повинен володіти базовими візуальними навичками – розумінням кольору, типографіки, форми і композиції – і знати, як їх можна ефективно застосовувати для передачі поведінки та подання інформації, для створення настрою і стимулювання фізіологічних реакцій. Дизайнеру інтерфейсу також потрібне глибоке розуміння принципів взаємодії та ідіом інтерфейсу, що визначають поведінку продукту [5, с. 333]

Головною перевагою графічного інтерфейсу є те, що ці системи, доступні для людей всіх рівнів знань, від абсолютних новачків в цій галузі до просунутих розробників або інших технологів. Вони дозволяють простим користувачам відкривати меню, перемішувати файли, запускати програми або шукати в Інтернеті потрібну для них інформацію [9].

Модні віяння в дизайні інтерфейсів, як і у всякому іншому напрямку, досить актуальні, втім, в першу чергу, потрібно розуміти правила проектування, які можуть допомогти розробити грамотну структуру графічного інтерфейсу мобільного додатку, яка буде поєднувати потреби користувача та естетичні запити дизайну. Створений за всіма правилами призначений для користувача інтерфейс значно збільшує ефективність ресурсу і дає йому конкурентоспроможні якості [1, с. 13].

Для того, щоб виявити основну мету та актуальну проблему користувачів проводиться аналіз цільової аудиторії та їх потреб. В цьому випадку, користувачі графічного інтерфейсу

студентського інформаційного додатку кафедри є студенти та викладачі. Їх метою будуть розв'язання питань щодо освітнього процесу (такі як, розклад, оцінки, новини та ін.)

Спираючись на головну мету створення додатку розглядаються основні принципи проектування дизайну графічного інтерфейсу. Ці принципи потрібно обов'язково пам'ятати та використовувати на практиці при розробці мобільного додатку.

#### 1. Ясність

Для того, щоб продукт був зрозумілим користувачеві, композиція повинна структурувати ефективний логічний маршрут через інтерфейс, беручи до уваги той факт, що погляд рухається зверху вниз і зліва направо. У будь-якому місці вашого мобільного додатку користувачеві повинно бути абсолютно зрозуміло яка кнопка за що відповідає. Чим зрозуміліше та зручніше використання мобільного додатку, тим ефективніше розв'язання проблеми [5, с. 346].

Симетрія – корисний засіб організації інтерфейсу з точки зору досягнення візуальної рівноваги. Несиметричні інтерфейси зазвичай виглядають так, немов заваляться на один бік [5, с.356].

#### 2. Структура візуального інтерфейсу

Структура надає речам доступність, знижуючи безладність і навантаження.

1. створення чіткої візуальної ієрархії – одна з найскладніших завдань в візуальному дизайні інтерфейсів, її рішення вимагає навичок і таланту. Якісну візуальну ієрархію користувачі практично не помічають – а ось її відсутність і що впливає з цього плутанина відразу впадають в очі. Виходячи зі сценаріїв визначте, які функціональні та інформаційні елементи повинні сприйматися користувачами відразу, які є вторинними, а які потрібні лише у виняткових ситуаціях. Таке ранжування і служить основою для візуальної ієрархії. Використовуйте колір, насиченість, контрастність, розмір і положення, щоб створити видимі відмінності між рівнями ієрархії [5, с. 341];

2. використання та розташування всіх елементів по сітці або за допомогою іншої мови візуального розташування. Вирівнювання візуальних елементів – один з головних способів, що дозволяють дизайнеру уявити продукт користувачам в систематизованому та упорядкованому вигляді. Згруповані елементи слід вирівнювати як по горизонталі, так і по вертикалі. Як правило, сітка ділить екран на кілька великих горизонтальних і вертикальних областей [5, с. 343];

3. дотримуйтесь узгодженості навігації на всіх екранах мобільного додатку;

4. використовуйте повторно ті ж елементи в різних ситуаціях. Наприклад, спроектуйте зразок повідомлення і колірні коди для різних ситуацій [9].

#### 3. Візуальний дизайн (колір, шрифт, елементи дизайну)

В інтерфейсах слід застосовувати прості геометричні форми, мінімалістичні контури і обмежені набори не надто яскравих або нейтральних кольорів, врівноважені невеликим числом високо контрастних і яскравих кольорів, що дозволяють підкреслювати важливу інформацію. Типографіка не повинна бути занадто різноманітною: одного або двох шрифтів в декількох розмірах цілком достатньо.

– використовувати незмінним традиціям типографіку (чорний на білому, великий шрифт, який буде гарно читати, використовувати контрастний текст, чітко формовані думки);

– намагатись використовувати один колір, який виділяє важливі елементи в наборі, значно скорочує час пошуку. Додавання нових кольорів призводить до додаткового прискорення роботи користувача, але при 7 і більше кольорах швидкість пошуку значно падає;

– фігура і фон повинні відрізнятися за яскравістю і насиченістю, а не тільки по відтінку. Крім того, необхідно уникати використання кольорового тексту на кольоровому тлі всюди, де тільки можливо [4, ст. 360];

– елементи управління на екрані повинні впадати в очі; елементи управління на сенсорному екрані повинні бути більшими; використовувати великі шрифти без зарубок;

– використовувати візуалізацію символів та піктограм, за допомогою них користувачеві легше сприйняти інформацію [9].

#### 4. Впізнаваність

Очі люблять спостерігати прості і знайомі речі. Дослідження показують, що люди навіть вважають їх більш привабливими понад інших. Це означає кілька речей:

По-перше, витратити менше часу розробляючи щось інакше (універсальне), а використовувати поширені рішення, не відчуваючи себе не професійним спеціалістом. Як зазначалось в книзі Остіна Клеона «Кради як художник. 10 уроків творчого самовираження» – все вже придумано і зроблено до вас; вам залишається лише красти ці ідеї та переробляти їх,

доповнювати та покращувати, і ніколи не соромитися говорити, що всі ідеї ви будете красти, а не придумаете самі, тому що це неможливо [4].

По-друге, звичайні макети будуть здаватися менш складними просто тому, що вони знайомі.

Перелік речей, які повинні бути абсолютно знайомі користувачеві [9]:

– різноманітні іконки (як вже зазначалось у пункті 3. ці речі допомагають легше усвідомлювати текст) ;

– зрозуміла навігація;

– заклики до дії – посилання, кнопки та т. д. Використовувати прості, популярні дієслова;

– поширені колірні асоціації: червоний для термінового, зелений для готового і т. д.;

– також все, що пов'язано з обробкою платежів (це дуже важливо);

– ефективність.

Як зазначається у [9], потрібно переконатись, що користувач необхідно виконає своє основне завдання найефективнішим способом і ніколи не втратить результат своєї роботи.

Створення графічного інтерфейсу розробляють відповідно питань, які вирішує ваш мобільний додаток. Саме такий додаток максимально полегшує досягнення цих завдань для користувачів. По перше, проведений аналіз того, що саме потрібно користувачам, зрозуміти всі проблеми, відповіді на питання та виміряти зусилля, необхідні для виконання завдання, наприклад, кількість натискань, форм і екранів. По друге, скорочення цієї послідовності, щоб спростити її. Ефективний мобільний додаток – це користувач, який досяг своєї мети.

**Висновки.** З кожним роком технологічний розвиток все більш впливає на різні галузі сучасного життя. На сьогодні використання мобільних додатків є популярним та ефективним засобом для розв'язання актуальних проблем. Наприклад, мобільний додатки «Uber», який надає змогу викликати таксі та дістатись пункту призначення.

Розробка графічного інтерфейсу мобільного додатку стає актуальною проблемою для освітнього процесу також. Деякі вищі навчальні заклади України вже почали розробляти та використовувати такі мобільні додатки, за допомогою яких викладачам та студентом зручно розв'язувати різноманітні питання. Проте швидкість розповсюдження використання мобільних додатків у сучасному світі зумовлює більш поглибленого дослідження їх перспектив, принципів змін тенденцій та можливостей. Для того, щоб студентський інформаційний мобільний додаток був ефективним, розв'язував всі питання та студенти та викладачі досягали своєї мети, необхідно дотримуватись всіх принципів проектування та їх правил, які досліджувались.

#### ЛІТЕРАТУРА

1. Айрапетян Г. М. Дизайн мобільного застосування / Г.М Айрапетян // Молодий вчений. – 2018. – №48. – С.12-15.
2. Головач В.В. Дизайн користувальницького інтерфейсу. Мистецтво мити слона. [Електронний ресурс] / В.В Головач В.В. – Електрон.дані та прогр. – 2012. – Режим доступу: <http://www.usability.ru/>. – Назва з екрану.
3. Джонсона. Д. Розумний дизайн. Прості прийоми розробки призначених для користувача інтерфейсів/ Д. Джонсона. – СПб.: 2012. – 224 с.
4. Клеон О. Кради як художник. 10 уроків творчого самовираження./ О. Клеон. – Пер.з англ. – М.: Манн, Іванов та Фербер, 2013. – 176 с.
5. Купер А., Рейман Р., Кронін Д. Алан Купер про інтерфейс. Основи проектування взаємодії. / А.Купер, Р.Рейман, Д.Кронін. – Пер. з англ. – СПб.: Символ-Плюс, 2009. – 688 с.
6. Лебедев А.А. Ководство / А.А Лебедев.– 5-те вид. – М.: Видавництво Студії Артемія Лебедева, 2018. — 556 с.
7. Скотт Б., Нейл Т. Проектування веб-інтерфейсів. / Б.Скотт., Т.Нейл. – Пер. з англ.– СПб.: Символ-Плюс, 2010. – 352 с.
8. Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бехетова [Електронний ресурс]: Web-сайт. – Електрон. дані та прогр. – Х.: ХНУМГ, 2017 – 2019. – Режим доступу: <http://kname.edu.ua/>. – Назва з екрану.
9. Medium.com [Електронний ресурс]: Інтернет-портал. – Електрон. дані та прогр. – Ірландія.: 2012 – 2019. – Режим доступу: <http://medium.com/>. – Назва з екрану.
10. Slovo.odessa.ua [Електронний ресурс]: Інтернет-портал. – Електрон. дані та прогр. – К.: Суспільно-політична газета «СЛОВО». 2012 – 2019. – Режим доступу: <http://slovo.odessa.ua/>. – Назва з екрану.

## ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ШАМАХЫ-ГОБУСТАНСКОГО РАЙОНА

*Абдуллаева В. Г.*

*ассистент кафедры «Геология нефти и газа»*

*Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности*

**Abstract.** *Compared with other areas of oil and gas accumulation, one of the most favorable zones for solving the problem of prospecting for Mesozoic oil in Azerbaijan is the Shamakhy-Gobustan region. It should be noted that 50% of the predicted oil resources and more than 80% of free gas are in the Upper Cretaceous deposits of this region. Unlike the central and western parts of Azerbaijan, this region is not subject to magmatic processes and is characterized by the presence of thick strata of sedimentary formations, as well as mud volcanoes actively erupting in the Late Miocene-Quaternary, indicating the saturation of the sediment section with hydrocarbons below the Miocene.*

**Keywords:** *Shamkha Gobustan depression, Productive Series, gas-condensate, structure.*

По сравнению с другими областями нефтегазонакопления одной из наиболее благоприятных зон для решения проблемы поисков мезозойской нефти в Азербайджане является Шамахи-Гобустанский район. Следует отметить, что 50% прогнозных ресурсов нефти и более 80% свободного газа приходится на долю верхнемеловых отложений данного района.

В отличие от центральной и западной частей Азербайджана, данный район не подвержен магматическим процессам и характеризуется наличием мощных толщ осадочных образований, а также активно извергающихся в позднемиоценчетвертичное время грязевых вулканов, свидетельствующих о насыщенности разреза отложений углеводородами ниже миоцена.

Следует отметить, что эта особенность характерна исключительно для Шамахи-Гобустанского нефтегазонаосного района, а именно, широкое развитие здесь наиболее крупных и активно извергающихся грязевых вулканов, являющихся прямым признаком нефтегазонаосности недр. И поэтому при оценке перспектив нефтегазонаосности мезозойских отложений основывались также на данных геолого-геохимических исследований продуктов деятельности грязевых вулканов. Но обнаружение среди выбросов грязевых вулканов обломков пород мезозойского возраста всеми исследователями однозначно не принимается. Так, в частности, их считают глыбовыми включениями в разрезе кайнозоя [1].

В отличие от других структурных элементов Азербайджана разрез Шамахи-Гобустанского синклиория сложен в основном из осадочных отложений, обладающих наиболее благоприятными геолого-геохимическими условиями для формирования углеводородов в большом объеме, и окружен Северо-Абшеронским и Южно-Каспийским нефтегазонаосными бассейнами.

В Центральном Гобустане грязевые вулканы приурочены к палеогеновым отложениям, в Южном Гобустане - к отложениям от олигоцена до постплиоцена включительно. Территория Южного Гобустана в меловое и последующее время испытывала длительное и устойчивое погружение. Крупные грязевые вулканы тут связаны с наиболее приподнятыми частями мезозойских структур.

От Шамахи-Гобустанского и Западно-Абшеронского районов Южно-Каспийского бассейна, где сконцентрировано максимальное количество грязевых вулканов, по мере удаления на юг и юго-восток к Бакинскому архипелагу и глубоководной части моря число их уменьшается [2].

Изменение количества грязевых вулканов и площадей, приходящихся на один грязевой вулкан, указывает также на изменение геотектонодинамической напряженности региона. В данном случае напряжение, связанное с грязевулканизмом, уменьшается в направлении от Шамахи-Гобустанского синклиория, главным образом на юго-восток в направлении Гобустан - Бакинский архипелаг - западный шельф Южного Каспия. Образование и относительно большая плотность грязевых вулканов в Шамахи-Гобустанском синклиории на наш взгляд связан с высокой глинистостью осадочного разреза, содержащего органическое вещество в количестве равном или

больше его кларкового значения преимущественно в палеоген-миоценовых отложениях прошедших или продолжающих пребывать в главной зонах нефтегазообразования. При этом одним из главных факторов развития здесь грязевулканизма является тектоническое положение Шамахи-Гобустанского синклинория, приуроченного к юго-западному склону зоны юго-восточного погружения горно-складчатого сооружения Большого Кавказа, который как коллизионная зона характеризуется большой интенсивностью сжимающих напряжений. Известно, что последние играют ведущую роль в развитии грязевулканизма. О высокой интенсивности сжимающих напряжений в Шамахи-Гобустанском синклинории свидетельствует довольно широкое развитие здесь взбросо-надвиговых, сдвиговых и покровных структур [3, 4]. Не все структуры, к которым приурочены грязевые вулканы, могут быть нефтегазоносными, если в разрезе их нет литологических образований с надежными коллекторами, как например, в нижнем плиоцене, что отмечается в структурах Шамахи-Гобустанского синклинория.

Изучение особенностей нефтегазопроявлений на грязевых вулканах Шамахи-Гобустанской области в зависимости от их расположения на антиклинальных складках указывает на тесную связь между ними. Так, в пределах антиклинальной зоны Гиджакиахтарма – Чеилахтарма и Алятской гряды выделение нефти наблюдается в сопках, сальзах и грифонах, расположенных в присводовых частях складок. На вулканах Аязахтарма, Нардаранахтарма, Дурандаг, Ахтимер, Эмджек-Эмджек, Каракюре и Бахар, приуроченных к периклинальным частям складок, отмечается выделение газа, грязи и мутной воды. Следует отметить, что крупные потухшие грязевые вулканы Южного Гобустана и Алятской гряды (Малый Кянизадаг, Потухший вулкан и др.) располагаются в периклинальных частях антиклиналей.

В Шамахи-Гобустанском прогибе (особенно в его южной зоне) по данным геолого-геофизических исследований широко развиты дисгармоничная складчатость в палеоген-миоценовых отложениях, где мезозойские структуры полностью перекрываются мощной толщей пластичных глинистых пород палеоген-миоцена. Палеоген-миоценовый комплекс отложений этого прогиба отличается большой толщиной (5-6 км) и представлен нижнемолассовой формацией.

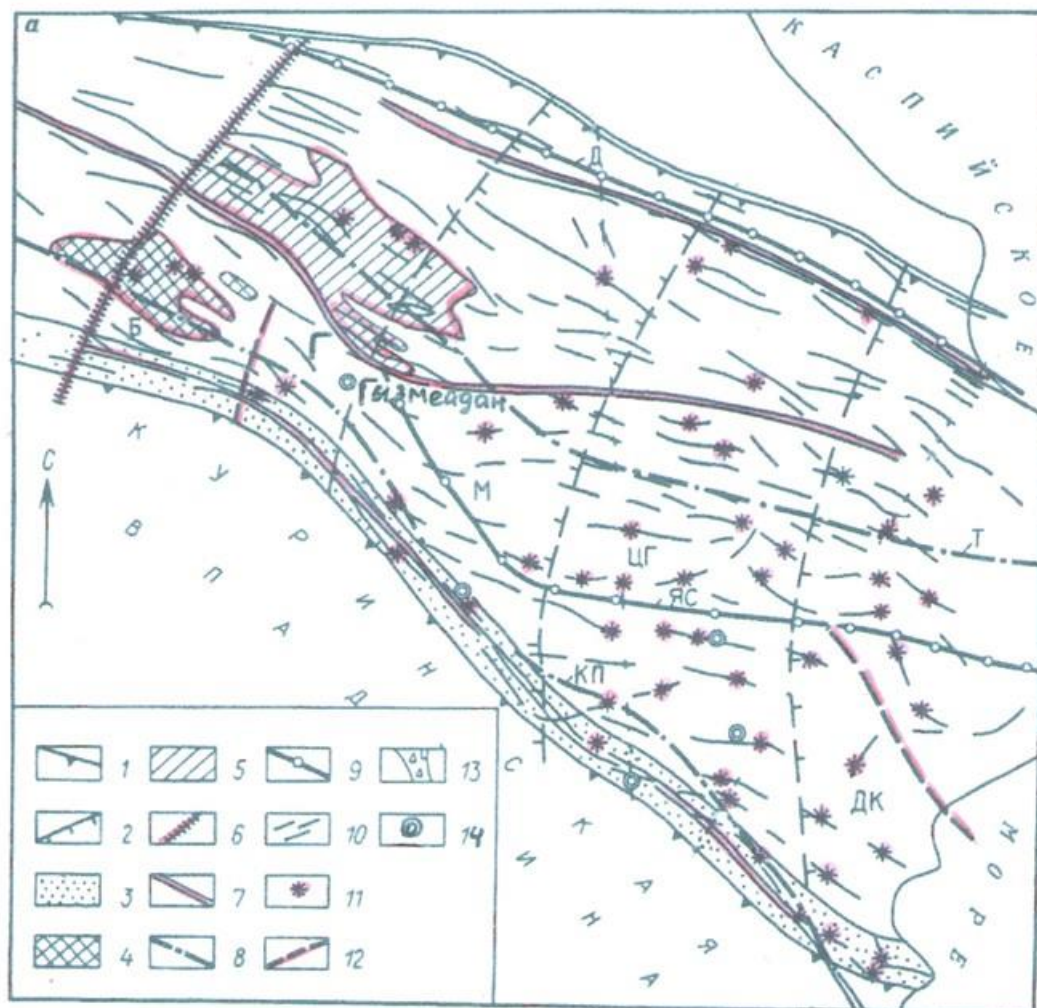
В Северном Гобустане грязевые вулканы приурочены к выходам меловых и отчасти палеогеновых отложений. К числу возможно нефтепроизводящих свит могут быть отнесены отложения нижнего мела (апт-альб) района Гызмейдан. Общая мощность этих отложений достигает 2000 – 2500 м. Среднее содержание углеводов значительно: в готериве – 0,100, а в низах верхнего мела оно еще больше – около 0,200 кг/м<sup>3</sup> [5,6]. Ввиду обнаженности продуктивных пластов на сводах поднятий Гызмейдан и Ени-Гызмейдан более благоприятными участками для скопления промышленных залежей нефти и газа следует считать крыльевые и периклинальные части, перекрытых более молодыми отложениями. Глубина вскрытия кровли верхнетурон-коньякских отложений, по-видимому, не должна превышать 400 – 900 м.

В связи с общим погружением структур в юго-восточном направлении и увеличением мощности отдельных стратиграфических единиц меловой системы на структурах Хильмили, несомненно, произойдет увеличение глубин залегания кровли указанных отложений до 800-1050 м [7].

Юго-восточное окончание Гобустана давно привлекает внимание специалистов как область наибольшего развития грязевых вулканов, как правило, сопутствующих нефтегазовым месторождениям (рис.1).

Грязевые вулканы Юго-Восточного Гобустана характеризуются более глубоким положением относительно “одновозрастных” грязевых вулканов других подзон Шамахи-Гобустанского нефтегазоносного района. Этим, вероятно, и определяется периодичность их извержений, что, в свою очередь, способствует увеличению возможности накопления большей движущей силы перед извержением. Именно это и является отличительной особенностью грязевых вулканов Юго-Восточного Гобустана. Развитие грязевулканизма и их активность свидетельствует о присутствии необходимых условий для образования и накопления нефтяных и газовых месторождений в регионе.

В Азербайджане ежегодно происходит 3-5 извержений, а в отдельные годы повышения сейсмической активности в смежных районах расположения грязевых вулканов – до 10 и более извержений грязевых вулканов. Так, за последние два столетия (начиная с 1810 г.) на 93 грязевых вулканах было зафиксировано 405 извержений.



Тектонические зоны: Г – Гызмейданская, Б – Баскальская, М – Маразинская, ЦГ – Центрально-Гобустанская, ДК – Джейранкечмеская.

Границы: 1 – прогиба, 2 – поперечных поднятий и прогибов ( по Б.В. Григорьянцу); 3 – Ленгезиз-Алятская зона складчатости; 4 – бескорневой тектонический покров; 5 – зона тектонических перекрытий; 6 – Западно-Каспийский разлом глубокого заложения; 7 – тектонические нарушения, разграничивающие крупные структурные элементы; 8 – оси минимумов силы тяжести; Т – Таштинский, КП – Кушчи-Пирсагатский; 9 – оси максимумов силы тяжести: Д – Дибрарский, ЯС – Явандаг-Сангачальский; 10 – локальные складки; 11 – грязевые вулканы; 12 – разрывные нарушения; 13 – грязевулканическая брекчия; 14 – скважины глубокого бурения.

Рис.1. Тектоническая схема местоположения грязевого вулкана на локальных поднятиях Шамахи-Гобустанского прогиба. (По материалам Р.Р. Рахманова)

20 декабря 2013 г. днем произошло очередное 23-е извержение самого активного грязевого вулкана Гобустана – Шихзаирли. Он расположен в 38 км к юго-востоку от города Шамахи. Извержение произошло с выбросом брекчии на высоту примерно 20-30 м и сопровождалось воспламенением газа, столбом пламени высотой 50-80 м, особенно в первые фазы.

Вулкан Шихзаирли находится в пределах Баянатинского (Центральный Гобустан) микроблока и приурочен к вытянутой в широтном направлении Шихзаирлинской антиклинальной складке длиной 12 и шириной 3.5-4.0 км, которая сложена отложениями эоцен-миоцена. Присводовая часть осложнена продольным нарушением с амплитудой смещения до 1500 м, свод складки надвинут на южное крыло. С надвигом связан грязевой вулкан (рис. 2).

В последние годы в Гобустане выделены тектонические единицы – аллохтон, паравтохтон (увлеченная движущимся аллохтоном верхняя часть автохтона, испытывавшая обычно незначительное перемещение) и автохтон, соответствующие ранее выделенным

региональным структурам: Северный Гобустан и Баянатынский (Центральный Гобустан), Торагайский (Южный Гобустан) микроблокам.

Автохтон представлен всеми структурными ярусами кайнозоя и характеризуется частыми извержениями грязевых вулканов. Так, вулканы Агнохур (29.06.1986 г.), Айрантекян (20.03.1988 г., 22.08.2004 г.), Бахар (03.10.1992 г.), Нардаранахтарма (10.1996 г.), Аггирме (12.2000 г.) и Дурандаг (01.2001, 18.08.2004 г.), извержения которых спровоцированы землетрясениями с гипоцентрами в Гобустане, Маразинском и Нижнекуринском районах. Этот факт свидетельствует о запечатанности аллохтоном углеводородных скоплений в толщах пород, слагающих автохтон.

Тектоно-сейсмическая напряженность, возникшая в Шамахинском районе в период 18-22 декабря 2013 г., и землетрясение с магнитудой 1.6 и глубиной 7 км, зафиксированное сейсмостанцией Гобустан, спровоцировали извержение вулкана Шихзарли 20 декабря 2013 г.

Почти все извержения грязевого вулкана Шихзаирли сопровождались возгоранием газа и столбом пламени, достигающим высоты 100-300 м, и сравнительно небольшим объемом выброшенной на поверхность земли грязевулканической брекчии.

Предпоследнее извержение грязевого вулкана Шихзаирли в марте 2011 г. явилось следствием серий землетрясений в этой зоне с  $m \geq 4.0$  и глубиной эпицентра 2-40 км.

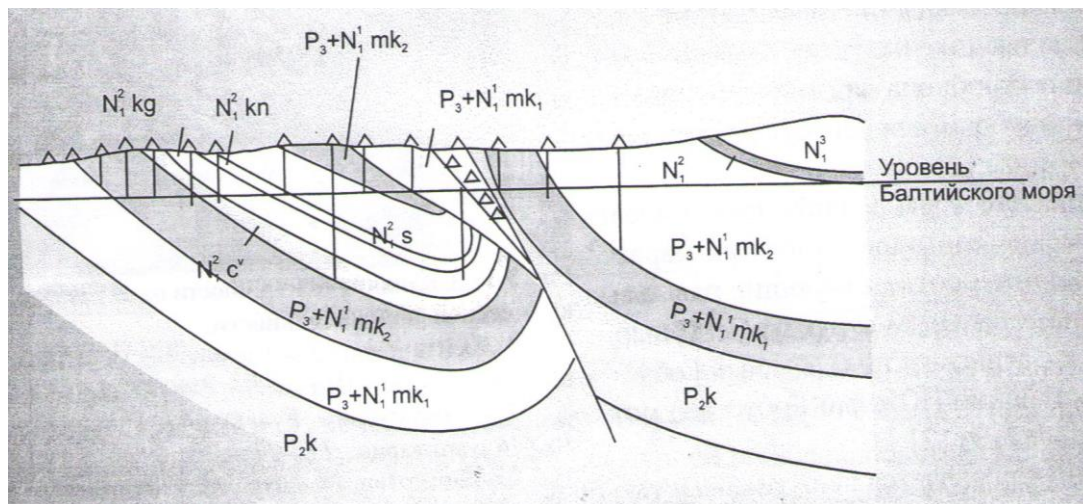
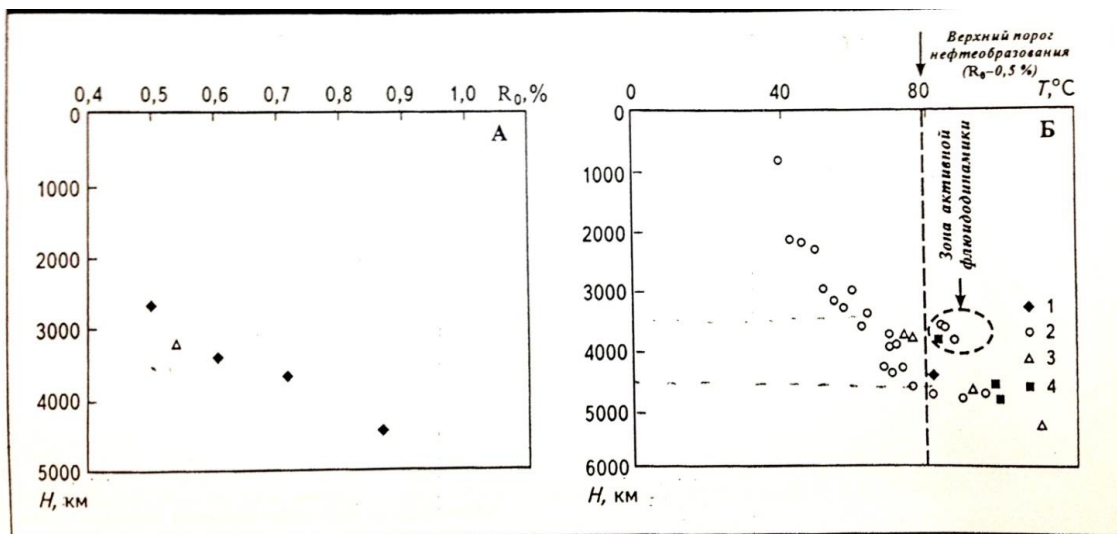


Рис. 2. Геологический профиль через вулкан Шихзаирли (По Ад. А. Алиеву и др.)



1 - миоцен; 2 - продуктивная толща (ПТ); 3 - эоцен; 4 - майкоп

Рис.3. Изменение  $R_0$  (А) и современных пластовых температур (Б) с глубиной в Гобустане и прилегающей акватории Южного Каспия (По Фейзуллаеву А.А., Исмаиловой Г.Г.)

В выбросах вулкана встречены зеленоватые глины, глинистые сланцы, мергели, известняки, брекчиевидные доломиты, песчано-алевритовые породы, некоторые из которых пропитаны нефтью. Грязевулканическая брекчия, состоящая из терригенно-карбонатных пород эоцен-миоценового возраста, характеризуется обилием различных форм и размеров кристаллов пирита и халькопирита [8].

Шамахи-Гобустанский синклиниорий, характеризуется накоплением преимущественно глинистых пластичных пород значительной мощности, высокой плотностью распространения сильно дислоцированных структур с развитием диапиризма. С широко развитыми рассматриваемыми палеоген-миоценовыми отложениями связаны промышленные скопления (Умбаки, Дуваный) или промышленные притоки (Гадживели, Чеилдаг) нефти и газа, а также множество нефтегазопоявлений на поверхности, приуроченных, как правило, к грязевым вулканам.

Согласно мнению исследователей наиболее благоприятными для нефтеобразования количественными геохимическими показателями характеризуются олигоценые и миоценовые отложения. Эоценовые отложения отличаются относительно низким содержанием органического вещества.

В целом для пород всего исследуемого стратиграфического интервала характерен смешанный континентально-морской тип органического вещества (2-й и 3-й типы), при преобладании континентальной составляющей. Это означает, что породы исследуемого интервала наряду с нефтью образуют и газы, причем последние в относительно больших количествах.

Вместе с тем в разрезе встречаются горизонты с благоприятными преимущественно для нефтегенерации свойствами и чаще всего они приурочены к олигоценым, миоценовым и очень редко к эоценовым отложениям.

Основываясь на количественных и качественных оценках ОВ палеоген-миоценовых пород, можно заключить, что слои с благоприятным нефтегенерирующим потенциалом в Шамахи-Гобустанском нефтегазоносном районе (в палеоген-миоценовом стратиграфическом интервале) наиболее характерны для олигоценых и миоценовых отложений. Поэтому эти отложения можно отнести к комплексу, содержащему горизонты с потенциально нефтегенерирующими свойствами. Однако для реализации этого потенциала необходимы определенные температурные условия.

По А.А. Фейзуллаеву и Г.Г. Исмаиловой согласно палеотемпературным данным (результаты измерения  $R_o$ ) палеоген-миоценовые отложения в зонах их естественного обнажения не подвергались высоким температурным воздействиям, достаточным для достижения пика преобразования ОВ в нефть. Среднее значение отражающей способности витринита ( $R_o$ ), вычисленное на основании всех имеющихся данных, составляет 0,4 % (ниже верхнего порога начала генерации нефти -  $R_o \sim 0,5$  %). Исключение составляют породы майкопа на естественном обнажении в районе селения Лагич ( $R_o$  – до 1,1 %). Если исходить из закономерности изменения  $R_o$  и  $T^\circ C$  с глубиной (рис. 3), то пик генерации нефти начинается с глубины залегания 3,5-4,5 км. Для выявления зон, благоприятных для максимальной генерации нефти, очень важно знание особенностей залегания нефтематеринских олигоцен-миоценовых отложений, направления их регионального погружения.

По структурным схемам, составленным Фейзуллаевым А.А. и Исмаиловой Г.Г., по поверхности миоцена и майкопа вместе с данными об изменении по разрезу палео- и современных температур в Шамахи-Гобустанском нефтегазоносном районе были выделены зоны, где существуют благоприятные температурные условия для нефтеобразования в олигоценых и миоценовых отложениях.

При этом наиболее глубокое залегание как олигоценых, так и миоценовых отложений отмечается в пределах Джейранкечмезской депрессии. Погружение же этих отложений происходит в направлении с северо-запада на юго-восток в сторону Каспийского моря.

В связи с вышеизложенным, наибольшие масштабы генерации нефти в олигоценых и миоценовых отложениях будут проявляться в Джейранкечмезской депрессии и ее морском продолжении. Причем очаг максимальной генерации нефти в сторону погружения пластов в юго-восточном направлении (в сторону моря) будет смещаться стратиграфически вверх из относительно более древних олигоценых отложений в более молодые миоценовые.



Для поисков новых залежей нефти и газа необходимо выявление толщ, способных аккумулировать и отдавать при разработке УВ. Исследование лито-фациальной характеристики пород палеоген-миоцена (по естественным обнажениям) показало, что они имеют преимущественно глинистый (более чем 80 % разреза) состав. Однако в разрезе майкопских (олигоцен – нижний миоцен) и чокракских отложений в определенных частях района встречаются горизонты с благоприятными коллекторскими свойствами как для аккумуляции, так и для разработки промышленных скоплений нефти и газа.

Несмотря на это, олигоцен-миоценовые породы, представленные преимущественно глинами, имеют ограниченные возможности для аккумуляции всего объема нефти и газа, образующегося в этих отложениях. Поэтому значительная часть образовавшихся углеводородов в результате вертикальной миграции будет перемещаться по широко развитой в Шамахи-Гобустанском нефтегазоносном районе сети разломов, нарушений и других высокопроницаемых зон в вышележащие, более благоприятные для нефтегазонакопления отложения – продуктивную толщу, регионально-нефтегазоносную в Южно-Каспийском бассейне, из которой в настоящее время добывается более 90 % нефти республики.

В этой связи широко развитые в Шамахи-Гобустанском нефтегазоносном районе разрывные нарушения будут играть как отрицательную роль с точки зрения сохранности в олигоцен-миоценовых отложениях сингенетических нефтегазовых скоплений, так и положительную – с точки зрения формирования эпигенетических скоплений в вышележающей продуктивной толще. При этом нефти из верхнемелового, олигоцен-нижнемиоценового (майкопского) и миоценового резервуаров Шамахи-Гобустанского нефтегазоносного района по сравнению с нефтью из резервуаров плиоценового возраста сопредельных нефтегазоносных районов характеризуются низкой зрелостью. На основании вышеизложенного и при сложившейся в районе сложной геодинамической и структурно-тектонической ситуации особый интерес представляют олигоцен-миоцен и плиоценовые отложения автохтона Гызмейданского покрова запечатанные аллохтонной пластиной содержащей надежные покрышки в своем разрезе. Интенсивные нефтегазопроявления на Ени-Гызмейданской площади при вскрытии сеноманских и туронских отложений структурно-картировочными скважинами № № 24, 27, 40, 43 и др., а также приток нефти (до 0,5 т/сутки) полученный в процессе бурения структурно-картировочных скважин № № 15, 20, 29, 34 и др. на площади Гызмейдан и данные о постепенном увеличении песчаности отдельных свит нижнего мела с севера на юг дают основание предположить, что залежи нефти и газа могут содержаться в разрезе готерива и валанжина. Перспективы нефтегазоносности на Гызмейданской площади также связаны с юрскими отложениями.

На площади Ени-Гызмейдан наиболее перспективными нефтегазоносными объектами следует считать песчаные коллекторы нижнего мела.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджан. Изд. "Недра", Москва, 1966, 382 с.
2. Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А. и др. Вопросы геологии и нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана. Изд. "Недра", Ленинград, 1966, 368 с.
3. Халилов А.Г. Стратиграфия Азербайджана. Изд. "Элм", Баку 1978. 162 с.
4. Рзаева С.М., Хасиева С.К. Литофациальные особенности олигоцен-миоценовых отложений Южного Гобустана и Юго-Западного Абшерона. Журнал № 1-2 (2012); с. 30-34.
5. Нариманов Н.Р. Геодинамические аспекты формирования осадочного чехла Южно-Каспийской впадины. Москва: "Геология нефти и газа", 2003 №6, с.26-31.
6. Хаин В.Е., Али-Заде А.А., Геология Азербайджана, том IV, Тектоника; Баку, Изд. "Nafta-Press", 2005, 506 с.
7. Фейзуллаев А.А., Исмаилова Г.Г. Перспективы нефтегазоносности палеоген-миоценовых отложений Шамахи-Гобустанского района. Геология нефти и газа, 2003 № 5, с. 32-36.
8. Кулиев К.Г., Кулиева Б.А. Перспективы поисков залежей нефти и газа в олигоцен-миоценовых отложениях Азербайджана. АНХ 2012 № 6, с. 7-12.

## ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ШАМАХЫ-ГОБУСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА НА ОСНОВАНИИ ИЗУЧЕНИЯ ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕЗОКАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

**Г. Д. Насибова**

доцент кафедры «Геология нефти и газа»

Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

**Abstract.** Based on the study of lithological and stratigraphic properties of the Mesozoic section, individual stratigraphic units have been singled out as more favorable reservoirs for accumulation and preservation of hydrocarbons. Sandy-silty formations of the Aalenian and Bajosian stages of the Middle Jurassic (zoogenic limestones), Tithonian of the Upper Jurassic, fissured and porous reservoir rocks of the Berriasian and Valanginian, Hauterivian, Barremian, Albian (40-50 m thick sandstone and siltstone layers are present in the section) of the Lower Cretaceous and the lower section of the Upper Cretaceous of the Northern Gobustan have been attributed to these within the Shamakhi-Gobustan petroliferous region. Jurassic formations, Lower and Upper Jurassic in particular, are widely developed below the depth of 4,5 km in the northern region of the Shamakhi-Gobustan depression. Based on geological survey data of the section's outcropped part represented by irregular alternation of thick layers of clays, clayey shales, dense sandstones, silty-clayey flysch with coarse detritus interlayers, Bajosian, Bathonian, Kimmeridgian and Tithonian stages have been observed. Callovian, Oxfordian and Lusitanian sediments of the Upper Jurassic are absent.

**Keywords:** Shamkha Gobustan depression, Productive Series, gas-condensate, structure.

Согласно геолого-геофизическим исследованиям и данным бурения в Шамахи-Гобустанском районе разрез осадочного чехла изучен от современных до мезозойских включительно.

В Шамахи-Гобустанском районе предполагаемая максимальная мощность мезозоя составляет порядка 6.5-8.0 км.

На основании изучения литолого-стратиграфической характеристики разреза мезозоя были выделены стратиграфические подразделения, являющиеся наиболее благоприятными резервуарами для аккумуляции и сохранения углеводородов. В Шамахи-Гобустанском нефтегазоносном районе: к таковым относятся в Северном Гобустане – песчано-алевритовые слои ааленского и байосского ярусов средней юры (зоогенные известняки), титона верхней юры, трещиноватые и пористые коллекторы берриас-валанжина, готерива, баррема, альба (в разрезе участвуют песчаники и алевритовые слои мощностью 40-50 м) нижнего мела и нижней части верхнего мела. В северной зоне Шамахи-Гобустанского прогиба, юрские образования, особенно нижнесреднеюрские, широко развиты ниже глубины 4.5 км. По данным геологической съемки в обнаженной части разреза, представленной неравномерным чередованием мощных толщ глин, глинистых сланцев, плотных песчаников, алевроглинистого флиша с прослоями грубообломочного материала, выделяются байосский, батский, киммериджский и титонский ярусы. Отложения келловейского, оксфордского и луситанского ярусов верхней юры отсутствуют.

Обращают на себя внимание очень большие вариации глубин погружения кровли мелового комплекса, которые меняются от 0 м в местах выходов данных пород на поверхность в северной части района, до глубины 13 км в юго-восточной части Шамахи-Гобустанского нефтегазоносного района. Очевидно, это связано с гипсометрическим положением тектонических блоков кристаллических пород фундамента в пределах синклиория.

По данным изучения минералогического состава ряда площадей разрез меловых отложений хорошо делится по содержанию некоторых минералов на нижнюю и верхнюю половины.

В разрезе Пирбейли появляется 10-метровый горизонт кюлюлинских песчаников, в которых отмечается рост кварца, полевых шпатов, граната, рутила, турмалина, мусковита, хлорита и падение содержаний магнетита, ильменита. Этот факт говорит в пользу того, что источником сноса денудационного материала слагающего кюлюлинские песчаники являлись кристаллические метаморфические породы [1].

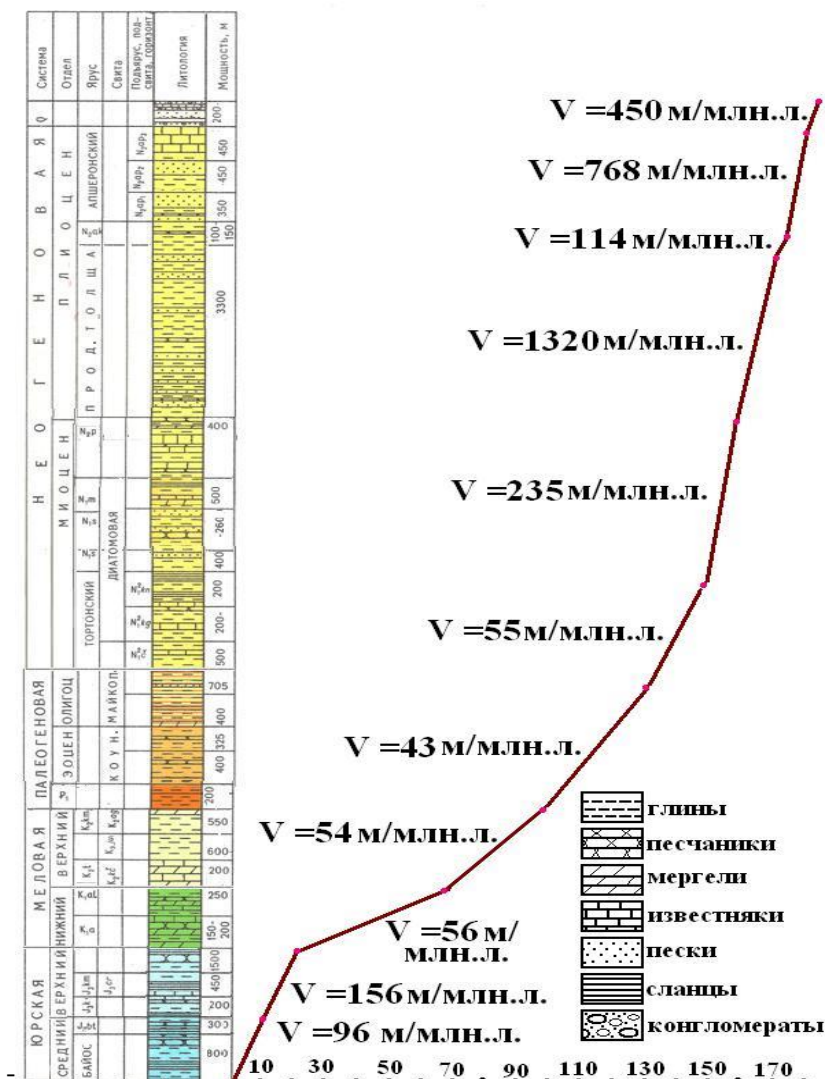


Рис. 1. График скорости осадконакопления.

В пределах Шамахи-Гобустанской области выделяются все известные ярусы меловых отложений, начиная от валанжинского до датского яруса включительно. Ниже приводится литофациальная характеристика соответствующих стратиграфических подразделений от древних к молодым.

*Нижний мел*, изученный по обнажениям в приводораздельной зоне, в верховьях рек Гозлучай и Пирсаатчай, а также на площадях Зорат-Хейбери, Пирбейли, Гызмейдан, Арпабулак и др., представлен флишевым чередованием глинистых и песчаных известняков, мергелей, зеленовато-серых глин, слоистых светло-серых песчаников и алевролитов. Лишь валанжинский ярус отличается наличием сравнительно более мощных (10, 15, 20-метровых) пластов плотных известняков с маломощными прослоями разноцветных глин. Общая мощность нижнемеловых отложений в северном Гобустане достигает 2000 – 2500 м. Разрез отложений от готерива до альба литологически выражен в основном терригенным материалом [2].

*Валанжинский ярус*. Ввиду его ограниченной обнаженности в пределах Северного Гобустана трудно судить об изменении литофаии и мощностей этих отложений. Отдельные небольшие выходы их встречаются на водоразделе, в зоне Халтанского перевала, где они представлены тонким флишевым чередованием пропластов известняков, песчаников и глин. В пределах указанных районов в подошве яруса встречается (в северном направлении) грубообломочный материал, указывающий на значительные колебания дна морского бассейна.

Надо полагать, что в пределах Северного Гобустана в валанжинский век происходило накопление осадков в более спокойных и чаще относительно глубоководных условиях. Вследствие этого разрез отложений этого яруса содержит по количеству больше карбонатных

пластов, чем на площадях северной части исследуемой области. Мощность валанжинских отложений в северной зоне выходов Северного Гобустана составляет 750 м.

*Готеривский ярус.* В пределах Северного Гобустана накопились мощные серии отложений этого яруса, представленные флишевым чередованием, состоящим из прослоев известняков, песчаников и глин. Их обнажения встречаются в районах верхнего течения реки Сарыдашчай, Халтанского перевала и в ряде других пунктов. В нижних частях разреза данного яруса литологический состав отложений выражен темно-серыми сланцеватыми, в большинстве случаев мергелистыми глинами и тонкими прослойками известняков и песчаников. В Халтанском перевале зачастую встречаются отдельные пачки чисто флишевого чередования. Прослойки глин в подобных пачках имеют небольшие мощности (от 14 до 20 см) и чередуются с прослойками песчанистых известняков мощностью 5 – 10 см. Усиление прогибания и накопление мощной серии в основном глинистых осадков отмечается во второй половине готеривского века. В Шамахи-Гобустанской и Дибрарской зонах, где образовались мелкодисперсные глины, области максимального прогибания дна бассейна северо-запад – юго-восточного направления. В пределах северо-западных районов (Халтанский перевал) в верхней части разреза готерива встречаются также прослойки конгломерата мощностью до 25 см. Мощность готеривского яруса составляет 500 – 650 м [3].

*Барремский ярус.* В результате прогибания дна бассейна, имевшего место во второй половине готеривского века, сформировалась глинистая серия осадков с прослойками небольшой мощности известняков, песчаников и алевролитов, а нередко и микроконгломератов.

Уменьшение темпа погружения дна барремского бассейна в южном направлении способствовала в полосе селения Алтыагач – ст. Яшма накоплению серии мелкодисперсных осадков баррема данного яруса. При этом амплитуда прогибания дна бассейна достигала незначительной величины. Максимальные мощности барремских отложений приурочены к центральной части Дибрара – 1000 м.

*Аптский ярус.* В аптское время продолжалось постепенное погружение дна бассейна, в результате чего происходит интенсивное накопление глин с небольшими прослоями известняков и мергелей, в редких случаях конгломератов. В районах Сарыдашчай, Пирбейли, Арпабулак и других в разрезе нижнего апта появляются прослойки мелкозернистых песчаников. Условия осадконакопления в первой половине апта не отличаются от таковых барремского времени. Аптский ярус в Северном Гобустане представлен зеленовато-серыми известковистыми глинами, переходящими выше в чередование разноцветных известковистых глин. Мощность 70-180 м.

*Альбский ярус* согласно залегает на аптском. Первая половина альбского яруса в пределах Дибрарского синклинория представлена глинистыми породами с прослоями песчаников. На отдельных участках области развития среднего альба Северного Гобустана отлагались в основном глинистые породы, состоящие из темно-красных, серых, светло-серых, зеленоватых глин и темно-коричневых, черных глинистых мергелей. Разрез альбского яруса отчасти в пределах Северного Гобустана снизу вверх постепенно обогащается песчаными породами. Здесь отмечается свита колюлинских песчаников, залегающая в верхней части разреза.

*Верхний мел.* Эти отложения более широко развиты в зоне Шамахи-Гобустанской области и изучены как по выходам, так и в структурно-картировочных скважинах. В Северном Гобустане верхний мел мощностью 602 м (площадь Тува) представлен глинисто-мергельной флишевой фацией.

*Сеноманский ярус* выражен ритмично чередующимися бурыми, зеленовато-серыми карбонатными глинами с известковистыми разномощными косослоистыми песчаниками, маломощными песчанистыми известняками и мергелями. В юг – юго-восточном направлении мощность и количество прослоев песчано-карбонатных пород увеличивается. Мощность составляет порядка 500 м.

В юго-западной части Северного Гобустана, в сторону Шамахинского района, медленное и устойчивое прогибание привело к накоплению карбонатного флиша.

В конце сеноманского века усиливается погружение дна бассейна и тем самым накапливаются различные породы, выраженные флишевым чередованием песчаников, алевролитов, мергелей, глин, глинистых сланцев и бентонитовых глин.

*Турон-коньякский* интервал разреза представлен толстослоистыми трещиноватыми пелитоморфными известняками и мергелями с маломощными прослоями сильно известковистых песчаников и серых известковистых и песчанистых глин. Установлено непрерывное увеличение мощности пластов карбонатных пород и их трещиноватости в южном и юго-западном

направлениях. Общая мощность этих отложений достигает 200 м. Породы турон-коньякского возраста участвуют в строении автохтона юго-восточного погружения Вандамского антиклинория и состоят из переслаивающихся темно-серых, зеленовато-серых и розоватых кремнистых известняков, алевролитов и бентонитовых глин, реже туфопесчаников и кремнистых мергелей.

Мощность *нижнего турона* в Северном Гобустане колеблется от 15 до 25 – 30 м, а мощность битуминозной пачки – от 0,1 до 4 м. В пределах Северного Гобустана разрез *верхнего турона* характеризуется ритмичным чередованием пелитоморфных и песчаных известняков, известковистых мергелей, сильно известковистых песчаников и реже карбонатных глин. В южном направлении в разрезе верхнего турона гравелиты исчезают и заменяются сначала известковистыми песчаниками, а затем песчаными известняками [4,5].

*Коньякский ярус* представлен серыми песчаными известняками, известковистыми песчаниками, зеленовато-серыми глинами. Прослой песчаников и известняков в коньяке имеют мощность от 5 до 25 – 30 см. В разрезе коньяка глины составляют 40–45 %. В верхней части разреза коньякского яруса появляются красные глины, что указывает на окислительные условия осадконакопления.

Мощность турон-коньякского интервала разреза увеличивается с севера на юг и юго-восток, причем в районе южного склона горы Дибрар она не превышает 100 – 120 м, у селения Гызмейдан достигает 200 м и у селения Хильмили составляет 250 м.

*Верхнетурон-коньякские* отложения имеют широкое распространение на территории площадей Гызмейдан, Ени-Гызмейдан и Хильмили Северного Гобустана и представлены чередованием известняков и доломитов. Помимо естественных обнажений, эти отложения вскрыты также большим числом пробуренных здесь структурно-поисковых и картировочных скважин. В направлении с северо-запада на юго-восток от структуры Ени-Гызмейдан к Хильмили происходит увеличение мощности верхнетурон-коньякских отложений от 200 до 250 м.

*Сантон-нижекампанские* отложения в аллохтонном залегании получили широкое развитие в пределах северо-западной части Шамахи-Гобустанского синклиория и представлены флишевым чередованием известковистых песчаников, известняков и известковистых глин. Отложения аллохтона имеют дибрарскую (принесенную) фацию, отличную от коренных пород (вандамская фация). Они повсеместно обрамляют пластину покрова, сильно перемяты и раздроблены. Мощность и число отдельных прослоев песчаников и известняков постепенно увеличиваются с северо-запада на юго-восток. Общая мощность достигает 750 – 800 м.

Отложения сантон-нижекампанского возраста в Северном Гобустане представлены терригенно-карбонатной литофацией, состоящей из красновато-бурых, розоватых, серых, зеленовато-серых глин, серых, розоватых, мергелистых, известковистых песчаников, песчаных известняков и гравелитов.

У селения Гызмейдан мощность отложений достигает 350 м, селения Хильмили – 525-650 м [6].

*Верхний кампан – маастрихт* развиты в двух литофациях. В юго-западной части Северного Гобустана они представлены чередованием серых, светло-серых, иногда зеленовато-серых карбонатных глин, довольно мощных (1,5 – 2 м) слабопесчаных трещиноватых, иногда пелитоморфных известняков и мергелей с прослоями алевропесчаников. Мощность отдельных прослоев колеблется от 3 до 15 см. В юго-восточных районах разрез становится более глинистым. В отличие от подстилающих отложений верхнего мела здесь значительно увеличивается содержание песчаного материала. Мощность составляет порядка 680 м.

Самая большая мощность верхнего кампана и маастрихта встречена в районе селений Хильмили (438 м) и Гаджылы (435 м), где разрез приобретает глинисто-мергельный характер, что указывает на интенсивное погружение дна бассейна.

*Датский ярус* выражен серыми, зеленовато-серыми глинами с прослоями алевролитов, разномерных и сильно сцементированных известковистых песчаников, мергелей и известняков. В юго-восточном направлении песчаность разреза датского яруса увеличивается.

Мощность датского яруса колеблется в пределах от 150 до 250 м. В аллохтонном залегании эти отложения широко распространены в зоне Баскальского покрова и слагают наиболее возвышенные части рельефа местности. Отложения датского яруса характеризуются хорошими фациально-литологическими особенностями в юго-восточной части Северного Гобустана.

*Кайнозойские отложения* в рассматриваемой области имеют значительное распространение. Их разрез охватывает стратиграфический интервал от нижнего палеоцена до верхнего плиоцена включительно.

*Палеоцен (сумгаитская свита)* выражен в основном глинами и глинистыми мергелями (или мергелистыми глинами) темно-бурых, кирпично-красных и зеленовато-бурых оттенков с тонкими прослоями крепких песчаников и мергелей. Мощность достигает до 280 м.

Широко распространена в пределах северной зоны Шамахи-Гобустанской области, где прослеживается от верховьев реки Геокчай на западе, до северо-западных границ Абшеронского полуострова на востоке.

*Эоцен (коунская свита)* представлен в глинистой литофации в южной и юго-восточной частях и в глинисто-мергельной литофации с мощными пачками горючих сланцев в центральной части области. В западной части южной зоны эоценовые отложения обнажены на локальных участках свода отдельных, сильно нарушенных антиклинальных поднятий в виде выходов перемятых глин. Мощность до 1000 – 1200 м [7].

*Майкопская серия (олигоцен+нижний миоцен)*. Майкоп особенно широко развит в Шамахи-Гобустанской области (300 м) и выражен в двух фациях: в северной части области – глинистой, а в южной – песчано-глинистой. Наибольшей песчаностью отличается нижний миоцен (верхний майкоп), в разрезе которого выявлено до шести самостоятельных горизонтов, состоящих из довольно хорошо отсортированных песков и алевритов с высоким содержанием зерен кварца.

*Средний миоцен* начинается *тарханским горизонтом*. Горизонт как самостоятельная стратиграфическая единица выделен Г.А. Ахмедовым и С.Г. Салаевым. На крупных антиклиналях Гобустана в результате местного перерыва в осадконакоплении тарханский горизонт либо отсутствует, либо залегает на размытой поверхности майкопской серии. Литологически горизонт выражен мергелями и глинами с маломощными прослоями песчаников и алевролитов. Мощность тарханского горизонта составляет 30 м. *Тортонский ярус* (чокракский, караганский, конкский горизонты) представлен в двух литофациях: северной – глинисто-мергельной и южной – глинисто-песчаной.

Для всех его горизонтов характерно наличие пластов брекчиевидных доломитов, имеющих локальное распространение. Общая мощность тортонского яруса достигает 800 – 900 м.

*Чокракский горизонт* характеризуется песчано-глинистой литофацией и представлен зеленовато-серыми, нередко песчанистыми, карбонатными глинами, светло-серыми, мелко- и среднезернистыми песками, песчаниками, тонкими доломитами, светло-серыми мергелями и мергелистыми глинами. Мощность чокракского горизонта с севера на юг резко увеличивается.

В Гобустане отмечены две фации – северная – глины с прослоями доломитов (до 170 м) и южная – песчано-глинистая (250 – 500 м).

*Караганский горизонт*. В Гобустане представлен толщей (50 – 120 м) неслоистых глин с прослоями доломитов, иногда песчаников, реже доломитовых мергелей.

В целом мощность караганского горизонта варьирует в пределах 150 - 350 м, а его наибольшая мощность отмечена на площади Гадживели (350 м).

*Конкский горизонт*. В северной части Гобустана развита глинистая фация. В Южном Гобустане представлен южной – песчано-глинистой литофацией. Отличительным признаком разреза конка является замещение с севера на юг глинистых сланцев и зеленовато-серых глин редкими прослоями алевритов и песков (1,5 - 3,5 м).

*Сарматский ярус* почти всюду представлен в глинистой литофации. Он выражен неравномерно чередующимися оливково-бурыми и серовато-бурыми глинами с тонкими пропластками глинистых алевролитов, доломитов и мергелей. Несмотря на монотонность разреза сарматского яруса, по литологическим особенностям и по фауне он подразделяется на три подъяруса. Общая мощность сарматского яруса достигает 700 – 850 м.

В Гобустане этот ярус был выделен под названием ахудагской свиты, которая на северо-западе области подразделяется на два горизонта – нижний, соответствующий нижнему и среднему сармату, и верхний, соответствующий верхнему сармату.

В Шамахинском районе сарматский ярус образует небольшие изолированные выходы, соответствующие отдельным интервалам разреза сармата.

*Меотический ярус* распространен не везде. В подавляющем большинстве случаев он трансгрессивно залегает на отдельных свитах и горизонтах миоцена вплоть до верхнего майкопа и представлен чередованием разноцветных глин и глинистых сланцев, плитчатых мергелей, брекчиевидных доломитов и вулканического пепла. Мощность до 500 м.

В Гобустане меотический ярус выражен в глинистой фации – глинами и глинистыми сланцами со слоями и прослоями оолитовых или детри-тусовых известняков, доломитовых брекчий, мергелей и вулканического пепла (30 – 50 м).

В Шамахинском районе меотис известен в виде глыб, утесов у подножия горы Лютра между селениями Османбейли и Адналы, у селения Гейляр и другие.

*Понтический ярус* является кровельным подразделением миоцена, изучен в основном в обнажениях и по материалам бурения (Чеильдаг, Рагим, Гылынч и другие). Ярус с резким угловым несогласием залегает на размывтой поверхности меотических, сарматских и более древних стратиграфических подразделений олигоцен-миоцена. В верхней части разреза выделяются пачки переслаивания глин, песков и гипса.

В Гобустане имеет довольно широкое распространение и выражен в известняково-песчано-глинистой фации, трансгрессивно перекрывает различные горизонты миоцена и более древние породы.

В Шамахинском районе слагает Шамахи-Мейсаринский кряж, где трансгрессивно залегает на различные горизонты миоцена и более древних пород. Мощность до 700 м.

*Плиоценовый отдел* широко распространен в южной части Шамахи-Гобустанской области. Подразделяется на два подотдела: нижний – продуктивная толща и верхний – акчагыльский и абшеронский ярусы. Мощность в восточном Азербайджане достигает до 6300 м.

*Продуктивная толща* широко распространена в Джейранкечмеской депрессии и Алятско-Ленгебизской зоне, представлена в песчано-глинистой литофации. Для этой толщи характерно увеличение песчаности и общей мощности отложений в юг – юго-восточном направлении. По данным бурения глубоких поисковых и разведочных скважин в разрезе продуктивной толщи выделяются все известные свиты верхнего отдела по схеме расчленения на Абшеронском полуострове до свит VII и VIII горизонтов (свиты перерыва и НКП). Выявлен ряд песчаных горизонтов, мощность которых колеблется от 10–15 м в бортовых частях депрессии до 30–50 м на юго-востоке. Результаты комплексного анализа имеющихся на сегодняшний день геолого-геофизических материалов показывают, что площади, в разрезе которых толщина продуктивной толщи довольно большая (Абшеронский, Шамахи-Гобустанский районы, Бакинский архипелаг), характеризуются несопадением (дисгармонией) структурных планов плиоценовых и олигоцен-миоценовых отложений. Другими словами, на фоне моноклиналиного залегания слоев нижнего плиоцена (ПТ) отмечаются обособленные поднятия по олигоцен-миоцену, при этом под поднятиями в плиоценовых отложениях расположены синклинали олигоцен-миоценового комплекса (Дюбенди, Тюркян, Зира, Говсан, Гарадаг-Гюлбахт, Гюздек, Гермели, Гошадаш, Дуванны, Сангачал-дениз и др.)

*Акчагыльский ярус* представлен в основном в глинистой литофации; лишь в пределах западной части центральной зоны области (Сунди – Марази, Шамахинский район и др.) в разрезе появляются известняки и галечники. Мощность достигает до 220 м.

В Шамахи-Гобустанской области акчагыльский ярус имеет широкое распространение и представлен серыми, желтовато-бурыми тонкослоистыми, сланцеватыми глинами с прослойками песчаников и вулканического пепла. К северо-западу появляются пласты известняков-ракушнякав. Мощность составляет от 100 (Шихигая) до 400 м (Ленгебиз).

*Абшеронский ярус* широко распространен в Гобустане, Шамахинском районе. Выражен всеми тремя подъярусами в обычной для него литофации, ничем не отличающейся от синхронных отложений Абшеронской области. Мощность до 1100 – 1200 м.

В Гобустане абшеронский ярус представлен глинами, песчаниками, известняками-ракушняками с тонкими пропластками вулканических пеплов. Мощность 400 – 2000 м.

В Шамахинском районе обнажается в южной полосе предгорий и представлен морскими образованиями примерно до Ленгебизского оврага и континентально-лагунными – западнее его до бассейна Гирдыманчай. Мощность более 1000 м.

*Четвертичные отложения* представлены бакинским, гюргянским, хазарским и хвалынским ярусами, залегающими в юг – юго-восточной части Шамахи-Гобустанской области на различных абсолютных отметках. Это чередующиеся между собой хорошо сцементированные конгломераты и песчаники с крупной галькой, с прослоями ракушнякав и гравелитов. Их мощность составляет 200 – 250 м [8].

Бакинский ярус в Гобустане представлен прибрежными образованиями – гравием, галечниками, песчаниками, песками, ракушняками, частично глинами. Мощность 80 – 170 м. В

Азербайджане нижнехазарские отложения выделены в самостоятельную стратиграфическую единицу – гюрджанские слои. Они развиты в Гобустане.

*Особенности изменения скорости осадконакопления при формировании мезокайнозойского осадочного разреза.*

Как известно, в седиментационном бассейне количеству ОВ накапливающегося в потенциально нефтематеринских толщах прямо пропорционально скорости осадконакопления. Так, согласно Н.Б. Вассоевичу, если скорость осадконакопления составляет 2-6 м/млн.л., в таком случае в потенциально нефтематеринских толщах может накопиться ОВ примерно в количестве 0,01%. Если скорость осадконакопления составит 20-120 м/млн.л., то в потенциально нефтематеринских толщах может накопиться органического вещества от 0,1-2%. Наконец, если скорость осадконакопления составит 600-1400 м/млн.л., в таком случае количество ОВ, накопившегося в потенциально нефтематеринской толще может составить 11 и даже до 18%. Однако следует также отметить, что, если скорость осадконакопления будет дальше нарастать, т. е. составит более 1400-1500 м/млн.л., то в таком случае происходит разубоживание органического вещества в потенциально нефтематеринских толщах, т.е. уменьшение. Таким образом, чтобы качественно определить содержание ОВ в потенциально нефтематеринских толщах, исследуемой территории, нами был составлен график интенсивности осадконакопления. Как видно из этого графика, в средней юре скорость осадконакопления составила порядка 95 м/млн. л. В поздней юре скорость несколько возросла и составила 156 м/млн.л. В меловом периоде скорость осадконакопления составила в среднем 55 м/млн.л. Некоторые снижения скорости осадконакопления произошли в палеоцен-эоцене до 43 м/млн.л., а в майкопское время она возрасла до 55 м/млн.л. Существенные увеличения скорости осадконакопления произошли в среднем и позднем миоцене до 235 м/млн.л. Максимальная скорость осадконакопления наблюдается в раннем плиоцене до 1320 м/млн.л. Акчагыльский век характеризуется резким спадом скорости осадконакопления до 114 м/млн.л. А в абшерон и четвертичное время снова происходит ее возрастание в среднем до 600 м/млн.л.

**Выводы.** Из приведенного описания видно, что относительно низкие значения скоростей были до олигоцен-миоценового времени. Со среднего миоцена происходит резкое повышение скорости осадконакопления. Из этого следует, что наиболее благоприятные палеотектонические условия для накопления ОВ были в миоцен-плиоценовое время. Однако при этом в юрское время также палеотектонические условия благоприятствовали накоплению ОВ в потенциально нефтематеринских толщах выше его кларкового значения, примерно 0,5-1,5 %.

Что касается мелового периода, согласно скорости осадконакопления можно предположить, что здесь в потенциально нефтематеринских толщах могло накопиться ОВ в районе кларкового значения. Наименьшие скорости осадконакопления соответствуют палеоцен-эоценовому времени 43 м/млн.л. Надо полагать, что в этих отложениях количество ОВ может содержаться ниже или близко к кларковому значению.

Из сказанного следует, что при благоприятных термобарических условиях как мезозойские, так и миоцен-плиоценовые потенциально нефтематеринские толщи могли производить углеводороды промышленного значения.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджан. Изд. "Недра", Москва, 1966, 382 с.
2. Али-Заде А.А., Ахмедов Г.А. и др. Вопросы геологии и нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана. Изд. "Недра", Ленинград, 1966, 368 с.
3. Халилов А.Г. Стратиграфия Азербайджана. Изд. "Элм", Баку 1978. 162 с.
4. Рзаева С.М., Хасиева С.К. Литофациальные особенности олигоцен-миоценовых отложений Южного Гобустана и Юго-Западного Абшерона. Журнал № 1-2 (2012); с. 30-34.
5. Нариманов Н.Р. Геодинамические аспекты формирования осадочного чехла Южно-Каспийской впадины. Москва: "Геология нефти и газа", 2003 №6, с.26-31.
6. Хаин В.Е., Али-Заде А.А., Геология Азербайджана, том IV, Тектоника; Баку, Изд. "Nafta-Press", 2005, 506 с.
7. Фейзуллаев А.А., Исмаилова Г.Г. Перспективы нефтегазоносности палеоген-миоценовых отложений Шамахи-Гобустанского района. Геология нефти и газа, 2003 № 5, с. 32-36.
8. Кулиев К.Г., Кулиева Б.А. Перспективы поисков залежей нефти и газа в олигоцен-миоценовых отложениях Азербайджана. АНХ 2012 № 6, с. 7-12.



## ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ МИКРОКЛИМАТА

*Ляховецкая-Токарева Марина Марковна, доцент кафедры отопления, вентиляции и качества воздушной среды, кандидат технических наук, Украина, г. Днепр.*

*Каспийцева Виктория Юрьевна, доцент кафедры отопления, вентиляции и качества воздушной среды, кандидат технических наук, Украина, г. Днепр.*

*Юрченко Евгений Леонидович, доцент кафедры железобетонных и каменных конструкций, кандидат технических наук, доцент, Украина, г. Днепр.*

*Коваль Елена Александровна, доцент кафедры железобетонных и каменных конструкций, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Украина, г. Днепр.*

*ГВУЗ "Приднепровская государственная академия строительства и архитектуры"*

**Abstract.** *To date there is a tendency to the increase of cost of fuel and energy resources, to toughening of requirements to the guard of environment and a necessity appeared for a choice more ecologically of clean and energy-saving methods of climatization of productive and dwellings apartments. The analysis of experience of the use of cold of outward air is conducted in cold and transitional periods of year in the systems cold of supply in world practice. The methods of increase of energy efficiency of the systems of microclimate, based on the use of natural cold, are worked out and reasonable. Researches were executed with the use of experimental methods essence of that consists of development of physical and mathematical models of thermal processes during work of pin heat-exchange vehicles.*

**Keywords:** *energy efficiency, air conditioning, microclimate, air, natural cold.*

**Введение.** Здоровье и работоспособность человека в основном зависят от санитарно-гигиенических условий, в том числе микроклимата и параметров воздушной среды внутри помещений жилых и производственных зданий. Микроклимат помещения нормализует наше самочувствие, предотвращая обострение имеющихся заболеваний и предупреждая развитие новых.

В больших общественных, административных и производственных зданиях системы вентиляции и кондиционирования обслуживаются, как правило, комплексными автоматизированными системами управления. Автоматизированные системы вентиляции и кондиционирования поддерживают заданное состояние воздуха в помещении независимо от колебаний параметров окружающей среды (атмосферных условий) [1].

В жилом секторе появилось такое понятие как элитное жилье, одной из особенностей которого является возможность «свободной планировки», т.е. отсутствие межкомнатных перегородок и инженерных коммуникаций в каждой отдельной квартире. А также необходимо принять решение относительно того, какое оборудование будет использовано для поддержания комфортных условий. Традиционный вариант, применяемый ранее в жилищном секторе – естественная вентиляция и общее центральное отопление – в данном случае не годится, по следующим причинам: применение новых строительных и отделочных материалов и пластиковых окон, повышенные требования к поддержанию комфортных условий – необходимость кондиционирования и индивидуального поддержания комфортных условий в каждой зоне, необходимость по квартирному учету потребления энергоресурсов, индивидуальный график использования систем микроклимата.

Современное оборудование в системах вентиляции и кондиционирования позволяет решить все эти вопросы, но для этого необходимо применить эффективную и удобную композиционную схему решения микроклимата всего здания. Это создает ситуацию, в которой строитель (инвестор) должен сам определить технологическую схему, концепцию и оборудование для системы микроклимата всего здания. Но для этого необходимы тщательно разработанные и проверенные типовые инженерные решения. Наиболее важным представляется решить задачу оптимизации систем вентиляции и кондиционирования для промышленных и технологических предприятий.

**Цель работы** заключается в разработке и обосновании методов повышения энергоэффективности систем микроклимата, основанных на использовании естественного холода.

**Методы исследования.** Исследования выполнялись с применением аналитико-экспериментальных методов, суть которых состоит в разработке физических и математических моделей тепловых процессов при работе контактных теплообменных аппаратов. Также

использованы методы экспертных оценок, математической статистики, экспериментальные проверки результатов, полученных путем численного моделирования.

**Результаты исследования.** Растущий выпуск комнатных автоматизированных холодильных машин, а также некоторые другие причины, привели к постепенному вытеснению естественного льда из некоторых областей его традиционного применения.

Сейчас наблюдается тенденция к увеличению стоимости топливно-энергетических ресурсов, ужесточению требований к охране окружающей среды, и появилась необходимость в изыскании более экологически чистых и энергосберегающих методов кондиционирования воздуха производственных и жилых помещений.

Все крупнейшие производители оборудования в системе кондиционирования воздуха активно ведут программы по снижению энергопотребления оборудованием систем микроклимата. Существует большое число патентованных разработок и схем для повышения энергоэффективности [2-4]:

- естественное охлаждение наружным воздухом;
- естественное охлаждение теплоносителя (охлаждение теплоносителя наружным воздухом);
- теплообменники для регенерации теплоты;
- тепловые насосы;
- новые типы компрессоров и элементов холодильного контура;
- системы «водяная петля».

При этом повышение энергетической эффективности зданий реализуется, прежде всего, за счет усиления их теплозащиты, что напрямую сказывается на улучшении теплового комфорта помещений в холодное время года. Кроме того, уменьшение тепловой нагрузки на отопление при усилении теплозащиты позволяет понизить температуру теплоносителя. Это приводит к улучшению теплового комфорта и качества воздуха в помещении.

Есть ряд причин, которые делают системы кондиционирования воздуха с использованием естественного холода дорогостоящими. К ним можно отнести высокую трудоёмкость процессов по нарезке, погрузке и транспортировке льда к месту его дальнейшего использования, а также малую эффективность процессов охлаждения при его использовании.

Однако с применением последних разработок в области тепловых машин и теплообменных устройств можно решить ряд проблем, связанных с зарядкой и последующим процессом разрядки теплового аккумулятора.

Мировой опыт эксплуатации систем холодоснабжения для поддержания микроклимата в нормируемых параметрах показывает, что холодильная машина должна обеспечивать температуру охлажденной воды в теплый период 6°C. В холодный период года, не оказывая вреда потребителям холода, могут быть выбраны несколько более высокие показатели температуры холодной воды на входе в кондиционер, чем в теплый период года, поскольку снижается потребность в холоде и отпадает необходимость в осушке воздуха [3].

Система холодоснабжения и кондиционирования воздуха может работать с естественным охлаждением и обеспечивать потребителей там, где допустимо понижение температуры холодной воды на входе в холодное время до 10°C.

Для поддержания нормированных параметров микроклимата помещений при температуре наружного воздуха ниже +10°C можно отказаться от искусственных методов получения холода, используя естественный переход теплоты с высокого температурного уровня на более низкий. Реализовать его на практике можно разными способами, например, использованием приточной вентиляции: температура в помещении регулируется изменением количества охлаждаемого воздуха (можно решить многие задачи с помощью тепло- и массообменных вентиляционных блоков).

Широкое распространение получили энергосберегающие холодильные системы, использующие в холодный период контур с промежуточным холодоносителем. Перенос теплоты осуществляется жидкостью, охлаждаемой в теплообменнике, расположенном на улице. Во избежание замерзания воды в трубках воздушного теплообменника (при отрицательных температурах наружного воздуха) в условиях Украины в качестве промежуточных теплоносителей применяются растворы этиленгликоля.

При использовании холода наружного воздуха, энергия расходуется только на привод насосов и вентиляторов, при этом увеличивается долговечность и надежность всей установки. Холодильные машины с опцией «естественного охлаждения» представлены в модельном ряду многих производителей.

Естественное охлаждение применяется в холодное время года (при  $t_b=0\dots-15^\circ\text{C}$  и  $t_b=0\dots+15^\circ\text{C}$ ) для поддержания в охлаждаемых объектах плюсовых температур и проведения различных технологических процессов. Система естественного охлаждения делает возможным получения холодопроизводительности за счет использования разности температур между наружным воздухом и обратной водой от потребителя. Также эта система позволяет удовлетворить потребность в искусственном холоде в случае, если температура наружного воздуха (в теплом режиме при  $t_b=+15\dots+25^\circ\text{C}$ ) не дает возможности использовать естественное охлаждение.

Чтобы иметь максимальную гибкость изменения диапазона используемых температур, при этом экономя электроэнергию, есть возможность программировать холодильную машину таким образом, что требуемая холодопроизводительность в первую очередь достигается естественным охлаждением и только в случае необходимости при помощи холодильной машины.

Потребность в охлаждении зачастую возникает и в холодное время. Хладоновые холодильные циклы работают в среднем до  $-15^\circ\text{C}$ . Суровой зимой столбик термометра нередко опускается гораздо ниже. Эту проблему можно решить путем использования системы естественного холода. Это может быть как отдельный, так и встроенный в холодильную машину, охладитель жидкости.

Эксергетический анализ процессов системы холодоснабжения с использованием холодильной машины позволяет определить эффективность работы системы в широком диапазоне изменения температуры испарения и температуры конденсации, а также эффективность отдельных процессов, выявить пути повышения эффективности системы и дать им количественную оценку [5-7].

Как показали результаты исследований, эксергетический коэффициент процесса охлаждения уменьшается как с повышением температуры конденсации, так и с повышением температуры испарения. А при использовании только теплоты конденсации он возрастает как с повышением температуры конденсации, так и температуры испарения.

**Выводы.** На основании анализа режимов работы системы охлаждения воды с использованием естественного и искусственного холода определены численные значения эксергетических коэффициентов эффективности системы холодоснабжения с использованием холодильной машины (эффект охлаждения, использование теплоты конденсации в системах теплоснабжения) и приведена аналитическая зависимость для определения эксергетического коэффициента с использованием естественного холода в холодный и переходной периоды года. Эксергетический коэффициент процесса охлаждения уменьшается как с повышением температуры конденсации, так и с повышением температуры испарения. Эксергетический коэффициент при использовании только теплоты конденсации  $\eta_k$  возрастает как с повышением температуры конденсации, так и температуры испарения. При одновременном использовании охлаждающего эффекта с повышением температуры конденсации эксергетический коэффициент  $\eta_\phi$  изменяется от  $\eta_\phi=0,388$  до  $\eta_\phi=0,35$ . Если температура испарения возрастает, то указанный коэффициент с учетом изменений  $\eta_x$  и  $\eta_k$  становится равным  $\eta_\phi=0,35$  и повышается до  $\eta_\phi=0,405$ .

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Кокорин О.Я. Современные системы кондиционирования воздуха/ О.Я. Кокорин – М.: Изд-во физико-математической литературы, 2003. – 272 с.
2. Rybach L. Status and prospects of geothermal heat pumps (GHP) in Europe and worldwide; sustainability aspects of GHPs. International course of geothermal heat pumps, 2002.
3. Water Loop Heat Pump System (WLHP) for Hypermarkets and Shopping centers. Ing. Massimo Stefano Venco. Clivet Italia – Feltre (BL).
4. Werner Vielsack. Freie Kühlung von Kaltwasserkreisläufen während des Winterbetriebes unter Verwendung von vorhandenen Kühltürmen // HLH 30 (1979) № 7, Juli, p. 267-270. (перевод с нем.)
5. Мартынов А.В. Использование эксергетического метода при оптимизации конструкции теплового насоса. Совершенствование методов техники водоснабжения / А.В. Мартынов, Л.В. Разумовский, В.М. Шилькрот // Центр н-и и проектно-эксперим. ин-т инженер. оборуд. городов, жилых и общественных зданий. – М., 1991. – С.15-25.
6. Скрыпников В.Б. Проблематика проведения мероприятий по энергосбережению в компрессорных установках./ Скрыпников В.Б. // Сборник трудов Приднепровской государственной академии строительства и архитектуры. – Днепропетровск, 2001. № 11- С. 55 – 58.
7. Ляховецкая-Токарева М.М. Обоснование эффективности работы холодильных машин / М. М. Ляховецкая-Токарева // Строительство, материаловедение, машиностроение: Сборник научных трудов. – Днепр, ПГАСА, 2017. – Выпуск № 99. – С. 120-126.

## ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ, ВЛИЯЮЩИЕ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕЗОКАЙНОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

**Мухтарова Х. З.**

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент каф. «Нефтегазовая геология»  
Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

**Abstract.** This publication highlights the geothermal conditions affecting the oil and gas potential of the Meso-Cenozoic complex of the South Caspian Basin, which are among the most important factors that determine the conditions for the generation of hydrocarbons (HC) and characterize the conditions of migration and accumulation of oil and gas in the sedimentary rock mass. The essential role of the Earth's deep heat is manifested not only in its regulatory influence on the course of thermocatalytic transformations of the initial organic matter (OM) and all subsequent physicochemical changes in the composition of natural fluids that control their mobility in migration processes and the phase state. The key factors controlling the temperature background of the sedimentary cover are: - heat flow from the mantle; - temperature on the sedimentation surface; - heat capacity and thermal conductivity of sedimentary cover rocks; - radioactive heat generated by the rocks.

**Keywords:** temperature, heat, mantle, oil, rock, basin, section, heat flow.

Основные механизмы теплопереноса в осадках - теплопроводность пород (кондукция) и конвекция. Кондуктивный теплоперенос в основном вертикальный, но может быть важной и латеральная составляющая; латеральная составляющая может быть важна в зонах рифта. Конвекция в осадочных бассейнах определяется региональной гидродинамикой. Эволюция температурного режима зависит от поступающего теплового потока и процессов теплопереноса по осадочному разрезу. В зависимости от температурного режима и прогремости осадочные бассейны делятся на *холодные* -  $15-20 \text{ mWm}^{-2}$ , *нормальные* -  $25-40 \text{ mWm}^{-2}$  и *теплые* -  $> 40 \text{ mWm}^{-2}$  бассейны. Согласно вышеуказанного критерия, ЮКБ, а вернее глубоководный некомпенсированный бассейн в период геологического времени плиоцен-квартер характеризуется лавинным седиментогенезом, устойчивым погружением, высокой скоростью пригибания и является *холодным бассейном*. Отличительной особенностью геотемпературного режима ЮКБ является весьма низкая прогремость плиоценовых и четвертичных отложений. Во всех районах бассейна  $t$  на срезе (-5) км не превышает  $110^\circ\text{C}$ , а величины  $G$  составляют  $0,80-1,05^\circ\text{C}/100 \text{ м}$  (рис. 1).

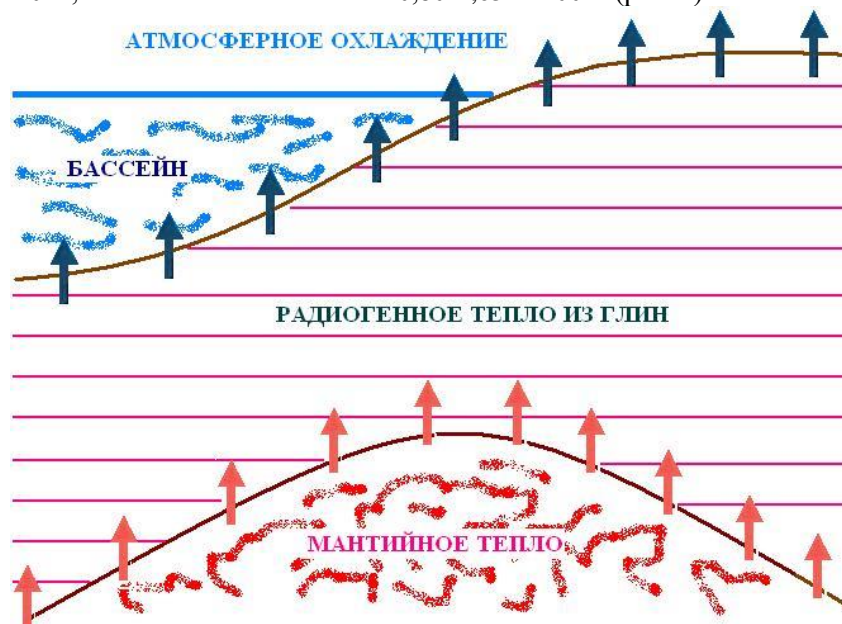


Рис. 1. Граничные условия формирования геотемпературного поля

Температура на поверхности осадконакопления задавалась нами исходя из закономерностей общеклиматических изменений температур во времени, собранных в модуль Auto-SWIT (SWIT –

sedimentary water interface temperature) (Wygrala, 1989). Работу этого модуля хорошо иллюстрирует график климатических изменений температур (рис. 2). На этом рисунке изображена зависимость среднегодовой температуры воздуха от абсолютного возраста (абсцисса) и от положения исследуемого бассейна по широте (ордината), где нулевая линия соответствует экватору.

Таким образом, температура на поверхности осадконакопления задается исходя из отдаленности бассейна от экватора и климата в соответствующий геологический период.

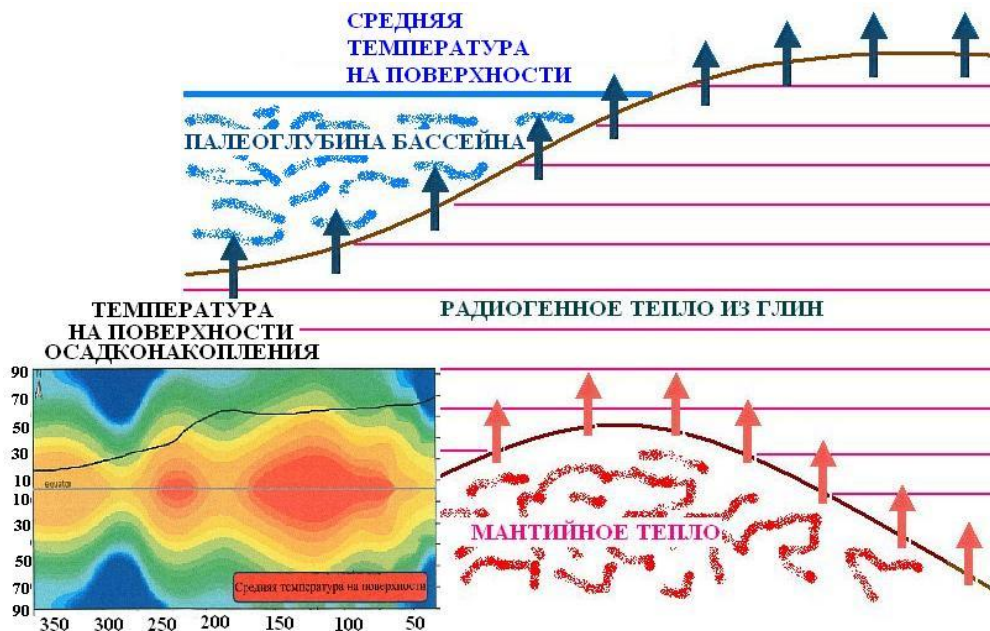


Рис. 2 Модуль температур Auto-SWIT исходя из палеоклимата

Низкая прогреваемость плиоцен-четвертичного интервала и специфический характер распределения температур и их градиентов по глубине является следствием нижеперечисленных основных факторов:

- В районах тектонического погружения, интенсивного и лавинного осадконакопления – искажения теплового поля в сторону уменьшения температуры на срезах на 15-20% по сравнению со стационарным режимом. Быстрое осадконакопление сокращает тепловой поток на поверхности и уменьшает геотермический градиент. Скорость тектонического погружения в плиоцене достигла 1000-2000 м/млн. лет. Скорость прогибания в плиоцене в северной части ЮКВ в 20-30 раз выше, чем на рифтогенном этапе раскрытия и на 2 порядка (100-200 раз) больше, чем в меловом и палеогеновом периодах. В результате больших скоростей тектонического погружения и седиментации осадки и породы, заполняющие бассейн, не успевают прогреваться.

- тепло экранирующего эффекта непосредственно подстилающей ПТ-КТ мощной (до 3-5 км) глинистой толщи палеоген-миоцена, обеспечивающей, с одной стороны, уменьшение интенсивности кондуктивного теплопереноса вверх по разрезу и снижение суммарного количества тепла, поступающего в сверху контактирующие интервалы разреза, а с другой – соответствующий перегрев нижезалегающих мезозойских отложений. Теплоизолирующий эффект резко возрастает в зонах развития высокопористых водонасыщенных недоуплотненных (или разуплотненных) глин с аномально высокими поровыми давлениями – АВПоД. Дополнительным механизмом ограничения интенсивности теплопереноса вверх по разрезу является эндотермический процесс термометаморфизма содержащихся в глинах смектитов, сопровождающийся частичным расходом глубинного тепла и обуславливающий сокращение его потока в покрывающие комплексы);

- уменьшения вверх по разрезу плотности пород, сопровождающегося ростом тепловых сопротивлений;

- влияния прогрессирующей снизу вверх по разрезу оптимизации теплоотдачи, вызванной увеличением перепадов температур в связи с приближением к дневной поверхности и ее охлаждающим эффектом;

Согласно В.Ю. Керимову и М.З. Рачинскому (2011г) в Южно-Каспийской впадине распределение по глубине фактических значений пластовых температур в интервале гипсометрических отметок (0) – (-6000) м аппроксимируется следующим выражением:

$t = 13,7 + 0,196H^{0,725}$  удовлетворяющий функцию  $t = a + bH^n$ , где  $t$  – температура ( $^{\circ}\text{C}$ ) на глубине  $H$  (м);  $a$  – среднегодовая температура местности;  $b$ ,  $n$  – коэффициенты, определяющие особенности по отдельным районам в связи со спецификой их геологического развития, тектоники, литологии и другими влияющими факторами

Региональный геотемпературный фон Южно-Каспийской впадины в общем виде характеризуется следующими основными чертами [4-11]:

- в мезозойских отложениях наиболее прогнутой части бассейна температура ( $t_{mz.}$ ) на подошве комплекса – поверхности фундамента – на гипсометрических срезах (-26) и (-28 км), составляет соответственно 458-484 и 489-514  $^{\circ}\text{C}$  при геотемпературных градиентах ( $G = dt/dH$ ) - 1,53-1,58 и 1,50-1,57 $^{\circ}\text{C}/100$  м; приведенная к тем же глубинам температура ( $t_{mz.}^{np.}$ ) составляет 17,6-18,6 и 17,5-18,4  $^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . В западном борту бассейна зависимость «температура-глубина» для мезозойского комплекса в интервале глубин 0,5-28 км имеет вид –  $t_{mz.} = 13,9 + 0,063H^{0,871}$  при геотемпературных градиентах  $G_{mz.} - 2,48-1,48^{\circ}\text{C}/100$  м;

- в палеоген-миоценовых отложениях наиболее глубокой центральной части бассейна на подошве комплекса – поверхности мезозоя – в интервале глубин 8,7-10,5 км рассчитанные значения  $t_{pg-mi}$  составляют 171-231  $^{\circ}\text{C}$ , величины  $G_{pg-mi}$  - соответственно 2,17-2,27  $^{\circ}\text{C}/100$  м,  $t_{pg-mi.}^{np.} - 19,7-22,0^{\circ}\text{C}/\text{км}$ . В западном борту бассейна в интервале глубин 0,5-12 км  $t_{pg-mi} = 13,9 + 0,054H^{0,898}$  и  $G_{pg-mi} - 2,59-1,87^{\circ}\text{C}/100$  м;

- в плиоценовых отложениях на гипсометрическом срезе (-1000) м -  $t^{1000}_{PS(RS)}$  варьирует в пределах 27-59,5  $^{\circ}\text{C}$ ; геотемпературные градиенты -  $G_{PS(RS)}$  в интервале 1-5 км составляют 1,19-2,30  $^{\circ}\text{C}/100$  м; в районах наиболее глубокого залегания комплекса на его подошве (поверхности подстилающего миоцен-палеогена)  $t_{PS(RS)}$  в пределах глубин 6,25-8,3 км составляет 127-178 $^{\circ}\text{C}$ ; температура, приведенная к подошве ПТ-КТ ( $t_{PS(RS).}^{np.}$ ), -18,1-23,5  $^{\circ}\text{C}/\text{км}$ ; для ПТ В западного борта бассейна зависимость «температура-глубина» в интервале глубин 0,05-8,5 км имеет вид  $t_{PS} = 13,7 + 0,149 * H^{0,716}$  и  $G_{PS} - 3,51-0,82^{\circ}\text{C}/100$  м.

Отличительной особенностью геотемпературного режима Южно-Каспийской впадины является весьма низкая прогретость плиоценовых и четвертичных отложений. Во всех районах бассейна  $t$  на срезе (-5) км не превышает 110  $^{\circ}\text{C}$ , а величины  $G$  составляют 0,80-1,05 $^{\circ}\text{C}/100$  м. тогда как в соседних бассейнах – Предкавказья, Равнинный Дагестан, Южный Мангышлак, Восточный Туркменистан, Центральный Иран – указанные глубины характеризуются значениями порядка 160-180  $^{\circ}\text{C}$  и  $G - 2,50-3,33^{\circ}\text{C}/100$  м [2, 3, 6, 14];

Региональное геотемпературное поле бассейна имеет явно выраженный мозаичный характер, соответствующий его ступенчато-блоковому строением и различием литофациальной композиции разрезов отдельных районов. В то же время фактическое распределение температур по гипсометрическим срезам и площади региона, наряду с перечисленными выше факторами влияния, не вступает в противоречие и с концепцией функциональной связи температур на срезах с мерой близости к дневной поверхности весьма прогретых пород фундамента. В этом случае правомерно допущение, что прогретость разрезов отдельных районов региона, ступеней и блоков, связана с гипсометрическим положением поверхности кристаллического основания, и там, где оно залегает относительно высоко, кондуктивная передача глубинного тепла в верхние интервалы осадочной толщи осуществляется со значительно меньшим рассеянием, чем в районах с большей толщиной стратосферы. Учетом этого положения устанавливается зависимость между степенью прогрева разрезов и рельефом поверхности субстрата, определенная изменяющимися условиями теплообмена в разнящихся по мощности и соотношению теплопроводящих и теплоокраинующих интервалах осадочной толщи.

Геотемпературное поле локальных структур Южно-Каспийской впадины имеет следующие основные черты:

- в пределах отдельных месторождений ПТ на одних и тех же глубинах температура в наиболее дислоцированных присводовых участках поднятий, как правило, осложненных большим количеством дизъюнктивов, грязевым вулканизмом, диапиризмом и пр. нарушениями сплошности пород, всегда выше на 5 - 15 $^{\circ}\text{C}$ , чем в их далеких крыльевых и периклинальных частях – месторождения Нижнекуринской депрессии, Кобыстана, Бакинского архипелага, Апшеронского полуострова, Прибалханской зоны и др. Влияние фактора *анизотропии* геологической среды, приводящее к латеральному кондуктивному повышению температуры на своде структур региона обычно на 2-5  $^{\circ}\text{C}$  зависит от изменения плотности пород и их других теплофизических свойств в функции углов восстания пластов и др.

– каждое месторождение региона отражает в плане локальный максимум температур положительную геотермическую аномалию. Подобное распределение температур по площади локальных структур обусловлено существенным воздействием на геотемпературное поле ПТ, наряду с региональным кондуктивным теплопереносом, субвертикальной конвективной составляющей суммарного теплового потока – переноса тепла весьма нагретыми глубинными щелочными подземными водами;

– конвективная компонента формирует на региональном кондуктивном фоне локальные положительные геотемпературные аномалии в генетическом отношении тесно связанные с особенностями функционирования переточно-инъекционных механизмов. Как правило, они локализируются в геологической обстановке, где комплексом геологических факторов обеспечивается вертикальная гидравлическая сообщаемость весьма прогретых нижних и охлажденных верхних интервалов разреза;

– интегральный эффект обеих компонент общего теплового потока ПТ проявляется в виде одновременной связи средних геотемпературных градиентов локальных структур с глубиной залегания подошвы ПТ комплекса превалирует кондуктивный момент;

– транспортирующим тепло в ПТ из подстилающих комплексов, являются маломинерализованные щелочные воды, нижняя граница явного проявления конвективного теплопереноса представляется как начальный участок генерации и достаточно широкого распространения гидрокарбонатно-натриевых вод и их транзита в вышележающие отложения.

Для расчета геотемператур на больших глубинах, не освещенных данными скважинной термометрии был применен метод предложенный В.Ю. Керимовым и М.З. Рачинским (2011г). По этому методу прогнозирование геотемператур на глубокозалегающих стратиграфических и гипсометрических уровнях рассчитывается путем экстраполяционного наращивания современных реальных температур подошвы ПТ термоградиентами эталонной зависимости  $t=f(H)$  миоцен-палеогена в гипсометрическом диапазоне его фактического присутствия в разрезе локальной структуры, и далее полученного таким образом значения температур на его подошве градиентами эталонной кривой мезозоя по всей его толщине вплоть до поверхности кристаллического субстрата [1, 2, 11-14]. Указанный способ расчета температур опосредованно учитывает реальное изменение теплофизических параметров всего прогнозируемого осадочного разреза, поскольку в величинах термоградиентов – темпа изменения геотемператур с глубиной – этот фактор фигурирует в латентной форме и определяет конкретные значения коэффициентов функций «температура-глубина» и «геотемпературный градиент-глубина».

На западном борту ЮКВ в качестве калибровочных зависимостей термоградиентов от глубины для *мезозойского интервала* приняты данные по площадям района юго-восточного погружения осевой зоны мегантиклинория Б.Кавказа и Северо-Апшеронской морской зоны поднятий, где вскрытая скважинами толщина комплекса достигает в отдельных случаях 5,5 км (пл.Советабад). Корреляция  $\Gamma m z=f(H)$  имеет вид  $\Gamma m z=5,552H-0,134$ ;

Немаловажным фактором в выявлении генерационного потенциала является геотемпературный режим недр, определяющий условия генерации углеводородов (УВ) в толще осадочных пород. Результаты исследований геотемпературных условий разрезов нефтегазоносных регионов могут служить вескими аргументами при решении вопросов, связанных с установлением вида, формы и пространственной ориентации перемещения флюидов в геологическом пространстве; определением специфики гидродинамической и термобарической обстановок в природных резервуарах.

Для оценки термической истории региона и нефтегазогенерационного потенциала осадочных комплексов была использована технология моделирования бассейнов. Для этого были использованы температурные данные скважин на месторождениях Кянизадаг, Сангачал, Дуванный, Хара-Зиря и Булла-дениз. На основании этих температурных данных был оценен настоящий геотермальный градиент в структурах Южно-Каспийской впадины. Самый низкий геотермальный градиент был определен вдоль месторождений от Булла-дениз до Дуванный. Была выполнена калибровка между измеренными и смоделированными температурами на всех контрольных точках с использованием термальной истории. Распределение температур и тепловые потоки показаны на рисунке 4.

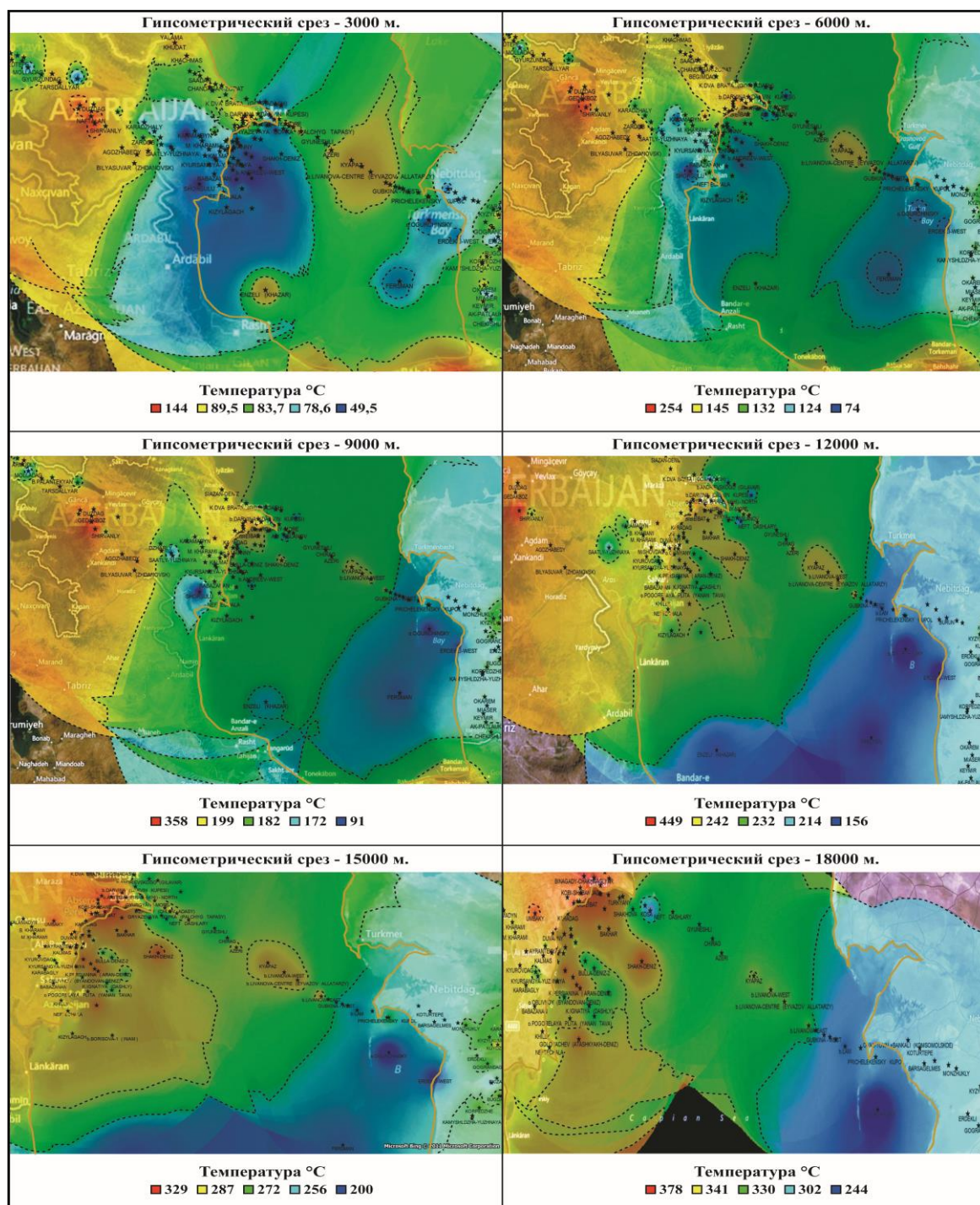


Рис. 3 Карты температур на гипсометрических срезах в настоящее время [15]

На морских структурах прогнозируемый температурный градиент ниже, чем на суше. При симуляции нестационарного теплового потока при помощи HFU - тепловой поток, исходящий из фундамента или подошвы разреза не идентичен с тепловым потоком на поверхности (тепловой поток, исходящий от фундамента, доходя до поверхности меняется). Результаты моделирования позволяет высказать мнение, что ЮК бассейн до понтического времени был в состоянии термального равновесия (баланса) и нарушение которого произошло позднее - после этого времени. Палео-тепловой поток в начале майкопского времени резко снизился в период отложений продуктивной толщи из-за очень быстрого погружения и осадконакопления. Даже в настоящее время в значительной степени усиливается нарушение термального равновесия в бассейне и на морских структурах и прогнозируется намного более низкий геотермальный градиент приповерхностных температур по сравнению со структурами на суше.



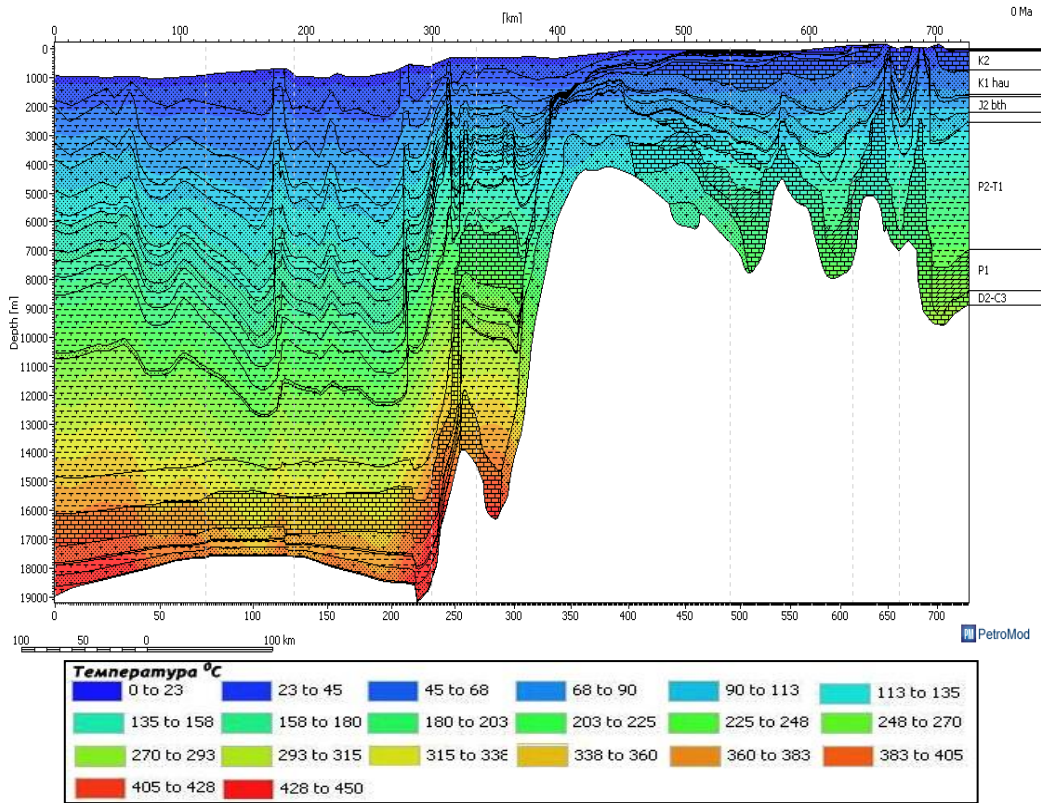


Рис 4. Распределение значений температур к настоящему времени [15]

На рисунке 5 показаны графики зависимости температуры и теплопроводности от глубины максимальное значение теплопроводности связано с нижне-пермскими отложениями в среднем Каспии что связано наличием солей обладающих большой теплопроводностью, минимальное значение в Южно-Каспийской впадине. На графиках также можно проследить зрелость пород по значениям отражательной способности витринита.

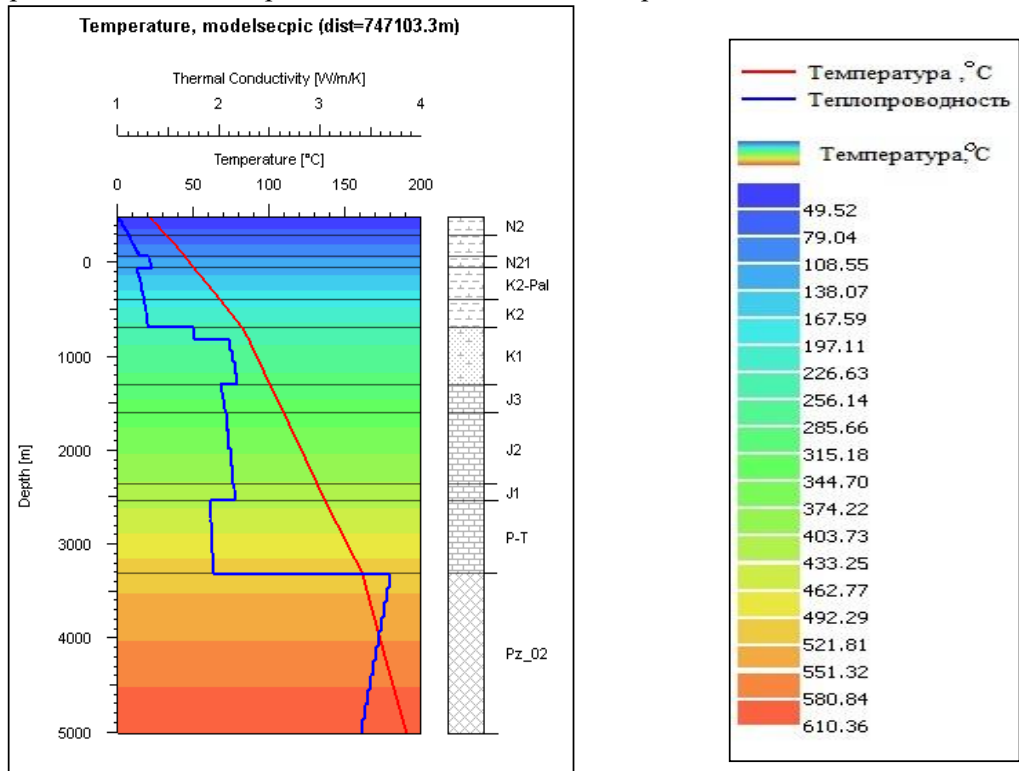


Рис. 5. Графики зависимости температуры и теплопроводности от глубины [15]

Анализ распределения температур в Южно-Каспийской впадине в настоящее время показывает, что температура на глубине 23 км достигает порядка 450°C, на глубине 5 км в районе Талыш Вандам, температура около 130-140°C, в районе Пирсагат 90-100°C.

Результаты исследований геотемпературных условий разрезов нефтегазоносных регионов могут служить вескими аргументами при решении вопросов, связанных с установлением вида, формы и пространственной ориентации перемещения флюидов в геологическом пространстве; определением специфики гидродинамической и термобарической обстановок в природных резервуарах. В условиях ЮКБ, в частности в Нижнекуринской впадине и Бакинском архипелаге, из-за аномально низких значений геотермического градиента (1.3-1.7°C/100 м) данный процесс сильно замедлен. Здесь на глубине 6000 метров температура не превышает 100-110°C. Формирование метаморфогенных водных растворов при таком термальном режиме недр Южно-Каспийской впадины следует предполагать в интервалах глубин 20-25 км, где температура должна достигать 250°C. В северо-западной и северной прибортовых частях бассейна в пределах Шамаха-Гобустанской и Абшеронской зон геотермический градиент несколько выше (2-2.2°C/100 м), поэтому очаги генерации здесь имеют несколько меньшую гипсометрическую приуроченность относительно осевой и глубокопогруженной частей впадины. Так, например, согласно проведенному Гусейновым Д. трехмерному бассейновому моделированию 120°C изотерма на Абшеронском полуострове и прилегающей акватории Бакинского и Абшеронского архипелагов распространяется на глубины залегания майкопского и диатомового комплексов. Как видно из приведенных моделей эта температурная зона приурочивается к средней части диатомового комплекса в южной акваториальной зоне и соответствует глубинам около 8000 м. в западной части Южно-Абшеронского прогиба и погружается до 9000 м. в восточной части прогиба. Майкопский комплекс на этих срезах вовлечен в зону прогрева на гораздо большей площади. В наиболее прогнутых частях западной части Южно-Абшеронского прогиба в кровле свиты на глубине около 9200 м температура доходит до 145-150°C, а в низах свиты на глубине около 11000 м температуры достигают 170°C. В восточной части прогиба в кровле майкопа на глубине 10500 м температура около 160°C, а в подошве на глубине 12000 м - более 180°C. Как следует из модельных построений в прогнутых частях Южно-Абшеронского прогиба палеогеновый комплекс исчерпал дегидратационный запас воды и находится, как и подстилающие его отложения, в стадии генерации метаморфогенных вод. Температурная область 250°C приходится на глубинный интервал 18000-19000 м в юрском комплексе, как в западной, так и в восточной частях Южно-Абшеронского прогиба.

Результаты исследований геотемпературных условий разрезов нефтегазоносных регионов могут служить вескими аргументами при решении вопросов, связанных с установлением вида, формы и пространственной ориентации перемещения флюидов в геологическом пространстве, а также определением специфики гидродинамической и термобарической обстановок в природных резервуарах.

В условиях Южно-Каспийской впадины, в частности, в Нижнекуринской впадине и Бакинском архипелаге, из-за аномально низких значений геотермического градиента (1,3-1,7°C/100 м) данный процесс сильно замедлен (низкие значения теплового потока и градиенты – следствие высоких скоростей седиментации). Здесь на глубине 6000 м температура не превышает 100-110°C. В северо-западной и северной прибортовых частях бассейна в пределах Шамаха-Гобустанской и Абшеронской зон геотермический градиент несколько выше (2-2,2°C/100 м), поэтому очаги генерации здесь имеют несколько меньшую гипсометрическую приуроченность относительно осевой и глубокопогруженной частей впадины.

**Выводы.** Анализ геотемпературной составляющей общего геофлюидодинамического поля Южно-Каспийской впадины приводит к заключению, что геотемпературный режим осадочного чехла региона контролируется литофациальной композицией разрезов отдельных районов, степенью тектонической дислоцированности, условиями мобильности термальных подземных вод и в существенной мере формируется за счет конвективной компоненты суммарного теплового потока – переноса тепла мигрирующими флюидами, обусловленного переточно-инъекционными тектоническими процессами, гидравлически сообщающими самый нижний и верхние этажи осадочного чехла бассейна.

Модельные построения свидетельствуют о существовании в Южно-Каспийской впадине нескольких стратиграфически, гипсометрически и латерально обособленных очагов образования флюидов в мезозойских, палеоген-нижнемиоценовых и диатомовых отложениях.

Это значит, что в условиях Южно-Каспийской впадины с мощностью осадочного выполнения, достигающей 32 км, и низким геотермическим градиентом интервал флюидогенерации чрезвычайно растянут. Как показывают модельные построения, для наиболее погруженной части Южно-Каспийской впадины зона нефтегазообразования “растянута” на 8-10 км с верхней границей 10 км и нижней - 18-20 км. Наличие столь мощной зоны “нефтяного” и “газового” окна в центральной части Южно-Каспийской впадины позволяет прогнозировать вовлечение в зону флюидогенерации целого комплекса отложений.

Моделирование палео- и современных геотемператур в рассматриваемых комплексах на всех этапах геологического развития каждого из районов Южно-Каспийской впадины свидетельствует:

– что мезозойский комплекс за весь период существования бассейна – порядка 185-190 млн лет – прогрелся к настоящему времени в своей кровельной части до 160-210°C (современные глубины залегания 6-11 км), в подошвенной – до 285 °С (глубины 12,5-21,5 км);

- палеоген-миоценовый комплекс за 55-60 млн лет – соответственно до 75-110°C (глубины 3-6 км) и 150-230°C (глубины 6-11 км); плиоцен-антропогенный за 6-8 млн лет – до 65-110°C в своей контактной зоне с подстилающими отложениями (глубины 3-6 км).

### ЛИТЕРАТУРА

1. Алиев А.Г., Ахмедов Г.А. Коллекторы нефти и газа мезозойских и третичных отложений Азербайджана. – Баку: Азнефтеиздат, 1968.
2. Ализаде А.А., Путкарадзе А.Л., Салаев С.Г. Зоны нефтегазоаккумуляции в кайнозойских отложениях Азербайджана. – Баку: изд. АН Азерб. ССР, 1968.
3. Аникиев К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях. – Л.: Недра, 1964.
4. Аникиев К.А., Бронвицкий А.В., Талиев С.Д. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях Восточного Предкавказья: Обзор ВИЭМС. – М.: 1985. - Вып. 16(5).
5. Ахундов А.Р., Мехтиев У.Ш., Рачинский М.З. Справочник по подземным водам нефтегазовых и газоконденсатных месторождений Азербайджана. – Баку: Маариф, 1976.
6. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – М.: Недра, 1970.
7. Бурштар М.С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1973.
8. Вер-Вибе В.А. Как находят нефть. – М.: Гостоптехиздат, 1959.
9. Всеволожский В.А. Подземный сток и водный баланс платформенных структур. – М.: Недра, 1983.
10. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И. Формирование нефтяных, газовых и конденсатногазовых месторождений. – М.: Недра, 1986.
11. Гинис Ю.В. Гидрогеологические условия залегания, гидрохимия йодо-бромных вод Прикуриной низменности и перспективы поисков новых месторождений: Автореф. канд. дисс. – Баку, 1966.
12. Мухтарова Х.З., Л.А.Султанов, А.Б.Гасанов, Г.Д.Насибова О продуктивности углеводородосодержащих коллекторов месторождений Бакинского архипелага (Сангачалы-дениз, Дуванны-дениз, Булла-дениз). *Engineering Studies*, Issue 3 (2), 2017, volume 9, Taylor&Francis, pag. 606-620;
13. Нариманов Н.Н., Мухтарова Х.З., Насибова Г.Д. Геологическое развитие и нефтегазоносность локальных поднятий Бакинского архипелага Южно-Каспийского бассейна. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2019. Т. 330. № 6. 164–173;
14. Каграманов К.Н., Мухтарова Х.З., Бабаев М.С., Шпырко С.Г. Геотемпературные условия нефтегазоносности мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийского бассейна; “Геофизический журнал” Инст. Геофизики им. С.И.Субботина НАН Укр., 2019, №5 (42), с. 222-234;
15. Мустаев Р.Н. Условия формирования и прогноз нефтегазоносности западного борта Южно-Каспийской впадины. Диссертация на соискание ученой степени к.г.-м.н., 2013, стр. 125.

# ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПЛОЩАДИ ЯШМА ПРИКАСПИЙСКО-ГУБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

**Мухтарова Х. З.**

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент каф. «Нефтегазовая геология»  
Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности

**Abstract.** This thesis is devoted to the oil and gas potential of the Jashma field. The geological structure of Jasper Square and adjacent areas are covered with Quaternary, modern and partly Mesozoic sediments. The entire region to which this area belongs has not yet been studied in detail. The areas adjacent to this area, where indigenous Mesozoic and Tertiary formations are exposed, were studied at the beginning of the last century by K.I. Bogdanovich (1902), V.D. Golubyatnikov (1928), I.M. Gubkin (1915), and others. In connection with the exploration of Mesozoic oil, structural exploration and deep exploratory drilling, the geological structure of the Shurabad, Sitalchay and Gyadysu anticline depots was elucidated. In 1952 A.N.Shardanov was mapped on a scale of 1: 25000 the Gyadysu anticline, the Chargyshlak trough, and the Kurkachidag fold. Using the example of Jashma Square, an attempt was made to study the geological structure of the zone in more detail and assess the prospects of oil and gas potential.

**Keywords:** area, sediment, section, structure, trap, uplift, retinue, trough.

У берега моря на продолжении Ситалчайской складки миоценовые отложения образуют пологий Яшминский антиклинальный перегиб, сложенный в ядре майкопской свитой. Яшминское поднятие имеет северо-запад юго-восточное простирание, причем на суше находится лишь северо-западная часть складки, остальная же, большая часть ее, расположена в пределах Каспийского моря (рис. 1).

Длина исследованной части складки, расположенной на суше 2,5-3 км, ширина, по отложениям мойкопа, 100-500 м. Углы подения слоев на юго-западном крыле складки не превышают 8-10°, а на северо-восточном крыле ее они доходят до 20-22°.

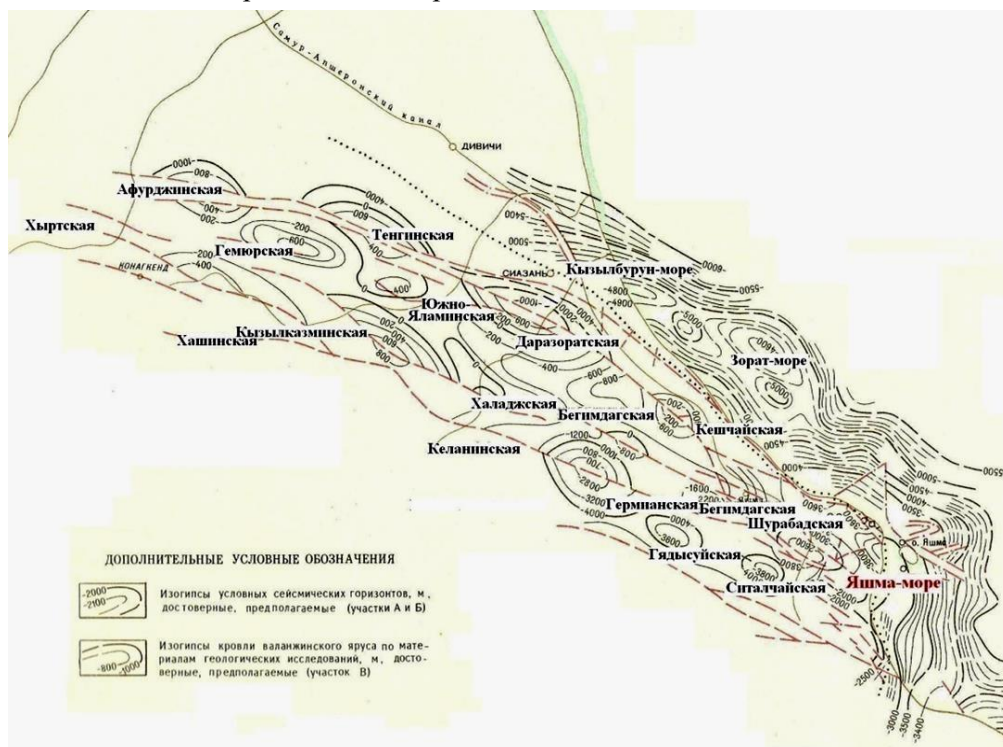


Рис. 1. Обзорная карта Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района

По данным структурно поискового бурения Яшминское поднятие хорошо намечается также по отложениям мела. Необходимо отметить, что в разрезе меловых отложений, в юго-восточном направлении; по простиранию пластов, происходит резкое погружение и появляются новые горизонты, не являющиеся характерным жизинского синклинория.

В орографическом отношении площадь можно разделить на две части: гористую, которая соответствует куркачидагскому хребту, и изменную, представляющую собой приморскую равнину, покрытую четвертичными осадками и выносами рек и временных потоков.

В юго-восточном направлении Куркачидагский хребт быстро погружается недалеко от берега моря и затухает среди широкого поля древнекаспийских террас и прибрежной равнины. Гора Куркачидаг имеет наивысшую отметку (521,6 м) и является господствующей на данной площади. К северо-востоку от Куркачидагского хребта вся остальная площадь занята обширным развитием древнекаспийских террас. В юго-западной части площади имеются овраги, протягивающиеся с северо-востока на юго-запад, а в юго-восточной - проходит долина реки Вегвер, представляющая собой узкий овраг с довольно крутыми берегами. За пределами северо-западной границы района течет река Гядысу. Следует отметить, что в летнее время обе эти реки пересыхают. Источников воды не имеется, за исключением источников у селения Кюлюлю с незначительным дебитом. Вода пресная и годная для питья.

На площади Яшма-море бурением был вскрыт комплекс отложений, хотя и не в полной последовательности, от плейстоцена (продуктивная толща) до нижнего мела (баррем) (рис. 2 и 3). Ниже приводится описание всех, вскрытых на разбуренной площади, свит и ярусов. Мощности приводятся нормальные, определенные по профилям. Данные петрографических и битуминологических исследований приводятся по скважине номер 6, 5, 4, 2.

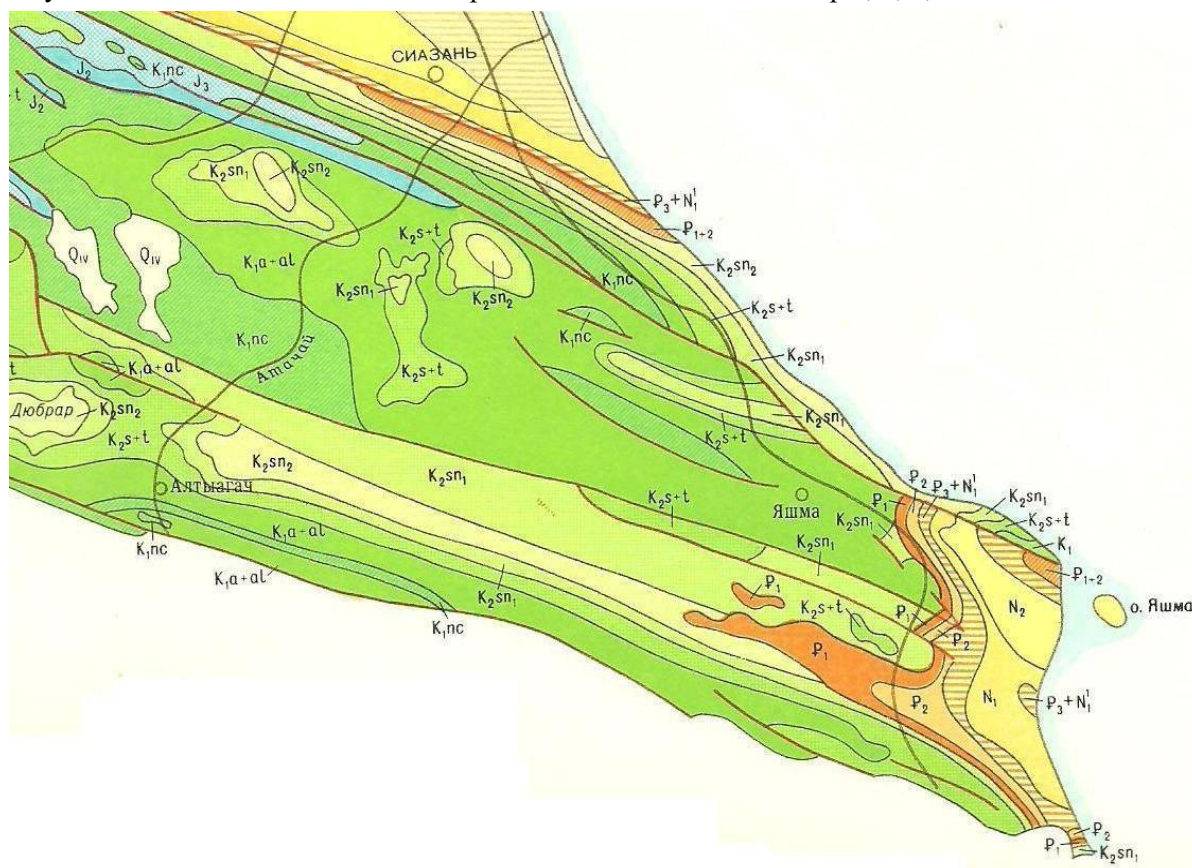


Рис. 2. Геологическая карта Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района

Тектонические взаимоотношения складок антиклинория с северо-запада на юго-восток до Кешчай-Бешбармакской складок включительно, устанавливаются четко. К юго-востоку от этих поднятий вследствие сильных геологических осложнений и сложного строения и перекрытости мезозоя более молодыми слоями, прослеживание тектонических зон и выяснение взаимоотношений их структурных элементов сильно затруднено (рис. 1-4).

Ясно одно, что между Шурабадским и Халаджским поднятиями на обширном пространстве расположено северо-восточное крыло крупнейшей Бегимдагской складки. Структура Яшма-море сформировалась в частичной части Ситалчайской структуры. А на северо-западе она ограничена Шурабадской структурой.

Юго-восточное периклинальное замыкание Шурабадского поднятия происходит также у береговой линии в море. Этот участок отличается наиболее сложным строением, т.к. здесь наблюдается опрокидывание пластов свода на юго-западное крыло между двумя основными продольными нарушениями в силу чего под кемишдагской свитой залегают юнусдагские, затем агбурунские, а тиге-ильхидагские слои.

МЕЛОВАЯ						ПАЛЕОГЕНОВАЯ			НЕОГЕНОВАЯ				Q	Система																		
НИЖНИЙ			ВЕРХНИЙ			P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	P <sub>3</sub>	МИОЦЕН		ПЛИОЦЕН			Отдел																		
K <sub>1</sub> nl	K <sub>1</sub> d	K <sub>1</sub> ol	K <sub>2</sub> ss	K <sub>2</sub> k	K <sub>2</sub> st	K <sub>2</sub> km	K <sub>2</sub> ml	K <sub>2</sub> d	K <sub>2</sub> ll	P <sub>3</sub> k	P <sub>3</sub> s	P <sub>3</sub> + N <sub>1</sub> mt	N <sub>1</sub> k	N <sub>1</sub> s	N <sub>1</sub> m	N <sub>2</sub> p	N <sub>2</sub> pc	Ярус														
K <sub>1</sub> nl		K <sub>1</sub> ng		K <sub>2</sub> st		K <sub>2</sub> jun		K <sub>2</sub> pg		P <sub>3</sub> s		P <sub>3</sub> + N <sub>1</sub> mt		N <sub>1</sub> st + c				Свита														
K <sub>1</sub> sp																		Горизонт														
																		Литология														
900		600		190		650		175		290		430		250		150		120		500		270		360		290		160		70		Мощность, м

Рис. 3. Сводный геологический разрез площади Яшма

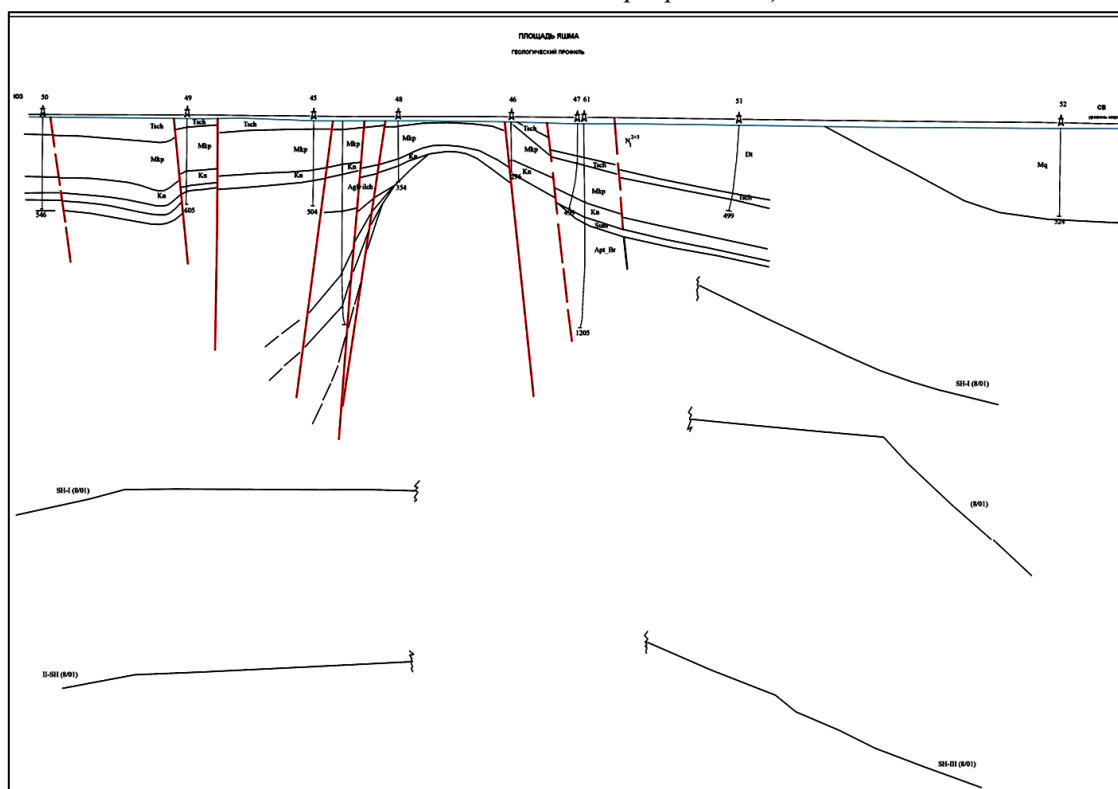


Рис. 4. Площадь Яшма. Сейсмогеологический профиль.

Далее к юго-востоку в сторону свода тектоника еще более осложняется; достаточно сказать, что на профиле построенном по данным структурно-поисковых скважин, установлено двухкратное опрокидывание пластов с северо-востока на юго-запад. Кроме того, обращает на себя внимание тот факт, что здесь сложной дислокацией охвачены и нижнесумгаитские зоны, которые вследствие опрокидывания слоев оказались зажатыми верхними свитами верхнего мела.

Свод Яшминской складки на дневной поверхности сложен ниже-плиоценовыми отложениями. Строение его осложнено наличием ряда продольных и относительно более мелких поперечных нарушений, амплитуды которых изменяются от нескольких метров до нескольких десятков метров (для поперечных) и сотен метров (для продольных).

Юго-западное крыло, где под малоомощными наносами залегают отложения третичного комплекса, отсечено от основного тела складки продольным разрывом большой протяженности. Характер его весьма сложный. Плоскость нарушения падает на юго-запад и юго-западный блок вдоль нарушения повсеместно опущен с максимальной амплитудой смещения до 500м. Плавно погружаясь в юго-западном направлении, крыло постепенно переходит в северо-восточный борт Шурабадского прогиба, справедливо названного гемисинклиналью. Эта гемисинклиналь, заполненная отложениями палеоген-среднего плиоцена, широко раскрывается на юго-восток, плавно погружаясь в сторону моря. Одной из важных геологических особенностей гемисинклинали является сильное сокращение, вплоть до полного выклинивания верхнемеловых отложений и непосредственное налегание в ряде случаев сумгаитских отложений в ее пределах на нижний мел. Причиной этого, как мы уже писали, является надвигание вдоль Гермианского разрыва пластов меловых пород с северо-востока на юго-запад.

На исследованной площади выходов нефти и прямых признаков нефтеносности не имеется. Исключение составляет грязевой вулкан, расположенный на юго-восточном погружении куркачидагской складки. У подножья вулкана обнажаются юнусадагские песчаники и к ним приурочены выходы вод с запахом сероводорода. Другой выход воды с пузырьками газа зафиксирован в районе скважины номер 13 и также приурочен к выходам кюлюлинских песчаников. На поверхности воды имеются черные пятна, напоминающие сажистое вещество. Может быть эта окраска воды связана с выделением сульфидами железа.

Указывается, что на два других серных источника, приуроченных к кюлюлинским песчаникам, в 1,5 км к юго-востоку от с. Шальгях, у дороги, идущей от этого села на кочевку Белясан. Выходы приурочены к обоим крыльям куркачидагской антиклинали и характеризуются большим содержанием сероводорода.

В процессе бурения в некоторых скважинах были отмечены водопроявления с газом, связанные с песчаным прослоями верхней части разреза кемишдагской свиты и кюлюлинской свиты. Так, при бурении скважины номер 6 с глубины 420м. Наблюдался слабый приток воды с пузырьками газа из отложений кемишдагской свиты.

В скважине номер 10 с глубины 160 и 270м. Были газовые выбросы на высоту 3 м. В скважине номер 36 из отложений кюлюлинской свиты был получен приток воды с газом (анализ воды приводится ниже). Все эти скважины расположены на Куркачидагской складке.

В районе Яшминского поднятия из скважин номер 16 и 34 наблюдались мощные выбросы газа, причем забой скважин находились в отложениях коунской и сумгаитской свит. Слабые газопроявления наблюдались в скважинах номер 40, 41, 42, 43. Таким образом, большинство водопоявлений связано с юнусадагскими песчаниками.

Песчаники серые, светло серые, мелко и тонко зернистые, слабо известковистые. Встречаются как крепкие (в верхней части разреза). Из общей мощности 82м. На долю песчаников приходится 62м, а глин 20м.

**Условия осадконакопления.** Анализ данных литофациальных исследований позволил выявить закономерности пространственного размещения и изменения литофаций, мощностей и других особенностей описываемых отложений, что дает представление об условиях их формирования.

Отложения средней юры, которые обнажаются в далеком запад-северо-западном направлении на площадях Гемюр, Кызылказми, Афурджа, Хырт, Халадж и др. исследованы в глубинах, которые в среднем по площади составляет около 1500-1600 м. Мощность верхний юры составляет 500 м-ов. Литологически эти отложения представлены карбонатными породами, которые в глубину переходят чередованию глин и песчаников. Характер отложений нижнего мела изменчив, и эта изменчивость усложняется с перерывами, которые представляются конгломератами. Мощность составляет приблизительно 3700 м. Нижний мел представлен берриасским, валанжинским, готеривским, барремским (неокомский ярус), аптским и альбскими ярусами. Распространение свидетельствуют о том, что в это время на исследуемой территории, а также прилегающих к нему соседних районов повсеместно происходили активные тектонические движения по причинам, которых в территории накопились осадочные породы карбонатного, глинистого, мергелистого характера.

Изучая характер этих отложений, можно отметить, что в морском бассейне происходило формирование пород осадочной фаций, которые могут и содержать, и оберегать флюиды в формировавшихся ловушках. Широкое площадное распространение и их большая мощность указывают на то, что бассейн осадконакопления менял глубину в разных отрываках

геологического времени и в результате этого формировались разномасштабные неантиклинальные ловушки, разных происхождений.

Верхний мел представлен по всей территории всеми ярусами – сеноманским, туронским, сенонским (конякским, сантонским, кампанским, маастрихтским).

Характер отложений верхнего сенона показывает, что в верхне-сенонское время бассейн питался, в основном, седиментационным карбонатным и глинистым материалами. В бассейн почти не поступал обломочный песчаный материал. Отсутствие в карбонатном разрезе терригенного песчаного материала, по-видимому, связано, в основном, с крупной трансгрессией кампан-маастрихтского моря, покрывшего все источники размыва обломочного материала. Верхне-сенонский бассейн отличался теплым характером вод, высоким щелочным режимом, насыщенным углекислым газом. Этому, по-видимому, способствовали поствулканические газовые эманации и гидротермальные растворы, поступающие в бассейн из очагов вулканических извержений. Эти условия благоприятствовали формированию карбонатных образований органогенного и хемогенно-седиментационного происхождения.

Органогенные известняки формировались в мелководной и прибрежно-мелководной зоне бассейна осадконакопления при обильном скоплении организмов (фораминифер и др.) и при более спокойном режиме водной среды, о чем свидетельствует хорошая сохранность раковин фораминифер. Пелитоморфные и глинистые известняки и мергели в отличие от органогенных известняков возникли в глубоководной зоне бассейна, а образование кристаллических зернистых известняков связаны с постседиментационными процессами.

Отложения илхидатского (датского) яруса в связи с усилением регрессии, начавшейся в конце маастрихтского века, на многих площадях НГР Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района отсутствуют. Они наблюдаются в разрезах нескольких скважин и в отдельных выступах дальней западной части территории. Литологически отложения датского яруса представляют сходство с отложениями маастрихтского яруса и повсеместно представлены глинистыми известняками и мергелями, содержащими раковины фораминифер, и песчано-алевритовый материал. Характер отложений датского яруса показывает, что они формировались в прибрежно-мелководной зоне морского бассейна осадконакопления при активном режиме водной среды. Здесь наряду с накоплением глинисто-карбонатного седиментационного вещества в бассейн поступил песчано-алевритовый материал, что способствовало формированию терригенно-карбонатной литофации. Имевшие место на границе мела и кайнозоя интенсивные тектонические движения привели к угловым несогласиям и перерывам между мезозойскими и перекрывающими отложениями кайнозоя.

На границе мела и палеогена территория Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района в целом в частности подвергались перестройке на общем фоне альпийский восходящих тектонических движений, которые четко фиксируются наличием угловых несогласий и перерывов.

В палеоцене на фоне интенсивного подъема Большого и Малого Кавказа изучаемая территория интенсивно погружается. Причем на западном сегменте территории скорость прогибания с северо-запада на юго-восток резко уменьшалась.

Палеоценовые отложение, судя по их характеру, формировались в средне и глубоководных, редко прибрежно-мелководных морских условиях с часто меняющимся характером осадконакопления, что находит свое отражение в составе разреза нижнего палеогена. Нижний палеоцен представлен терригенно-карбонатными и органогенными образованиями. Верхняя часть разреза сложена переслаиванием тонкослоистых глин, глинистых мергелей, реже прослоев песчаников, и алевролитов. Преобладание мергельно-глинистых осадков указывает на то, что палеоценовый морской бассейн был окружен обширной территорией низкой суши.

Начавшаяся в палеоцене трансгрессия моря в нижнем эоцене еще более расширяется и на средне- и верхнеэоценовое время достигает своего максимума. При этом амплитуда прогибания бассейна по сравнению с палеоценом увеличивается, что приводит к увеличению скорости осадконакопления. Неравномерность прогибания различных участков бассейна является основной причиной изменения мощности осадков по площади.

Характер отложений нижнего эоцена свидетельствует о том, что на начальном этапе нижнего эоцена бассейн питался, в основном, глинистым, реже обломочным и карбонатно-седиментационным материалом, что привело к формированию песчано-глинистой фации. На более позднем этапе нижне-эоценовое время в бассейн поступил, преимущественно, классический песчаный, реже глинистый и туфогенный материалы, что привело к формированию глинисто-



песчаной толщии с прослоями туфогенных пород. Накопление их происходило в мелководных и прибрежно-мелководных условиях осадконакопления.

Характер отложений среднего эоцена свидетельствует о том, что в это время происходили активные тектонические движения, и бассейн питался, в основном, седиментационным (карбонатным) и терригенным (песчаным и глинистым) материалами. За счет этих образований в бассейне были сформированы породы осадочной фации. Анализ фактического материала показывает, что на границе мезозоя и кайнозоя происходили различные тектонические движения, фиксируемые угловыми несогласиями и перерывами между меловыми и перекрывающими отложениями палеогена.

Отложения палеоген, неоген и четвертичной системы имеют развитие юго-западном окончании Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района. Они представлены терригенной литофацией, сложенной частым чередованием прослоев глинистых, глинисто-карбонатных (мергели) и мелкообломочных (песчаники, алевролиты) пород с редкими прослойками конгломератов.

**Нефтегазоносная перспективность.** В Прикаспийско-Губинского нефтегазоносном районе нефтегазоносными горизонтами являются и мезозойские и олигоцен-миоценовые отложения. Площадь Яшма находится на юго-восточном погружении Большого Кавказа и имеет сложное геологическое строение. Этот НГР осложнен поперечными, продольными и всесторонними многочисленными разрывами, которые дают возможность охарактеризовать тектонику территории в мезо-кайнозойское время. Кроме того, имея и стратиграфические и угловые несогласия, кайнозойские отложения залегают на мезозойские отложения. Таким образом на изучаемой территории наблюдается несогласие структурных планов между структурными этажами.

На площади Яшма выходов нефти и прямых признаков нефтеносности не имеются. Исключение составляет грязевой вулкан, расположенный на юго-восточном погружении Куркачидагской складки. У подножья вулкана обнажаются юнусадагские песчаники и к ним приурочены выходы вод с запахом сероводорода. Другой выход воды с пузырьками газа зафиксирован в районе скважины номер 13 и также приурочен к выходам кюлюлинских песчаников. На поверхности воды имеются черные пятна, напоминающие сажистое вещество.

Указывается, что на два других серных источника, приуроченных к кюлюлинским песчаникам, в 1,5 км к юго-востоку от с. Шалыях, у дороги, идущей от этого села на кочевку Белясан. Выходы приурочены к обоим крыльям Куркачидагской антиклинали и характеризуются большим содержанием сероводорода.

В процессе бурения в некоторых скважинах были отмечены водопроявления с газом, связанные с песчаным прослоями верхней части разреза кемишдагской свиты и кюлюлинской свиты. Так, при бурении скважины номер 6 с глубины 420м. Наблюдался слабый приток воды с пузырьками газа из отложений кемишдагской свиты.

В скважине номер 10 с глубины 160 и 270м. Были газовые выбросы на высоту 3 м. В скважине номер 36 из отложений кюлюлинской свиты был получен приток воды с газом (анализ воды приводится ниже). Все эти скважины расположены на Куркачидагской складке.

В районе Яшминского поднятия из скважин номер 16 и 34 наблюдались мощные выбросы газа, причем забой скважин находились в отложениях коунской и сумгаитской свит. Слабые газопроявления наблюдались в скважинах номер 40, 41, 42, 43 расположенных на профиле У-У. Таким образом, большинство водопроявлений связано с юнусадагскими песчаниками.

Песчаники серые, светло серые, мелко и тонко зернистые, слабо известковистые. Встречаются как крепкие (в верхней части разреза). Из общей мощности 82м. На долю песчаников приходится 62м. На долю глин 20м. Каротажная диаграмма характеризуется повышенными сопротивлениями (пиками) против песчаников, достигающих до 170 мм.

**Выводы.** Проведенные исследования, а также анализ накопленного материала по нефтегазоносности мезокайнозойских отложений площади Яшма позволяют наметить основные направления ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ.

В юго-восточной части Прикаспийско-Губинского нефтегазового района, и от части, на площади Яшма, основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ могут быть концентрированы в мезокайнозойских отложениях. Это обосновывается наличием достаточно хорошо выраженных и относительно крупных антиклинальных складок, выявленных сейсморазведочными работами МОГТ последних лет; относительно небольшими глубинами залегания (0,5-3,5 км) перспективных горизонтов на этих структурах, а также благоприятным

расположением этих антиклинальных ловушек по отношению к зонам (очагам) нефтегазообразования.

В первую очередь поисковым бурением должны быть охвачены достаточно подготовленные к бурению по геофизическим данным и относительно хорошо выраженные антиклинальные складки по палеогеновым и меловым отложениям в юго-восточной части всей территории и, в частности, на площади Яшма, где предполагаются и тектонически экранированные и литолого-стратиграфические ловушки.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. А.А. Ализде и др. "Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана", М. Недра-1966
2. Н.Əhmədov, F.Ваğızadə, S.Salayev "Azerbaycanın neftli-qazlı vilayətlərinin geologiyası", Bakı-Maarif, 1972
3. Е.А.Тагиев "Геологическое строения прибрежной полосы юго-восточного Кавказа", Азерб. Гос. Издательство, Баку-1976
4. Г.А.Ахмедов, С.Т.Салаев, К.А.Исмаилов «Перспективы поисков нефти и газа в мезозойских отложениях Юго-Восточного Кавказа», Азернешр-1961
5. А.Н.Гаджиев «Некоторые особенности геологического строения и условия формирования Ситалсайской и Гядысуйской антиклинальных складок», АНХ-1967, №4
6. Х.З.Мухтарова Условия образования ловушек углеводородов в Южно-Каспийской впадине и их связь с глубокопогруженными отложениями. 1-ая Международная конференция "Углеводородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз", Баку-2012, с. 179-180
7. Х.З.Мухтарова Основные закономерности формирования разнотипных ловушек в глубокопогруженных отложениях Южно-Каспийской впадины и выявление ареалов их распространения. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, Moskva-2014, №9, стр.27-32
8. Х.З.Мухтарова Условия формирования и классификация неструктурных ловушек в Южно Каспийской впадине. Теоретические основы и технологии поисков и разведки нефти и газа, Москва, 2013, №4, с. 22-29
9. Ализде А.А "Нефтяные месторождения Прикаспийского района", Азнефтеиздат, ЧИСОН, 1945

**Proceedings of the  
XIX International Scientific and Practical  
Conference  
International Trends in Science and Technology**

*(Vol.1, November 30, 2019, Warsaw, Poland)*

MULTIDISCIPLINARY SCIENTIFIC EDITION

Indexed by:



Passed for printing 25.11.2019. Appearance 30.11.2019.  
Typeface Times New Roman.  
Circulation 300 copies.  
RS Global S. z O.O., Warsaw, Poland, 2019