

СЕТЕВОЕ ИЗДАНИЕ
«Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов»

СОДЕРЖАНИЕ № 1 (42) 2026

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

- Закиров Марат Финатович**
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКОЙ ДИАГРАММЫ ДЛЯ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ
DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-11-25 **11**
- Масагутов Рим Хакимович, Минкаев Виталий Назлевиц**
ТРЕЩИНОВАТЫЕ АНГИДРИТЫ КУНГУРА БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ ВПАДИНЫ
В СВЯЗИ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ
DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-26-43 **26**
- Попков Василий Иванович, Попков Иван Васильевич**
ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЙМАША
DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-44-63 **44**
- Попков Иван Васильевич**
ПРИМЕР ИМПУЛЬСИВНОЙ РАЗРЯДКИ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ В
КЕРЧЕНСКО-ТАМАНСКОЙ ГРЯЗЕВУЛКАНИЧЕСКОЙ ОБЛАСТИ
DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-64-75 **64**
- Салтанова Анна Георгиевна**
ВОДОРАСТВОРЁННЫЕ ГАЗЫ В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ ПЕРЕХОДНОГО КОМПЛЕКСА
ПЛАТФОРМЕННОЙ ЧАСТИ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ
DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-76-87 **76**
- Шабутдинов Тимур Денисович, Савельев Дмитрий Евгеньевич**
ПЕРЕХОДНОМ МАНТИЙНО-КОРОВОМ КОМПЛЕКСЕ МАССИВА СРЕДНИЙ
КРАКА (ЮЖНЫЙ УРАЛ)
DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-88-107 **88**
- Кузнецов Александр Игоревич, Ахметьянова Альбина Ильшатовна**
СНИЖЕНИЕ АНТРОПОГЕННОГО ВЛИЯНИЯ НА ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ
РАВНОВЕСИЕ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН
DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-108-119 **108**

ONLINE EDITION
**"Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences
and Natural Resources"**
CONTENTS № 1 (42) 2026

EARTH SCIENCES

Zakirov Marat Finatovich

USING A THERMOBARIC DIAGRAMM TO PREDICT FLUID MOVEMENT IN A WELL

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-11-25

11

Masagutov Rim Khakimovich, Minkaev Vitaly Naelevich

FRACTURED ANHYDRITES OF THE KUNGUR ROCKS IN THE BLAGOVESHCHENSK DEPRESSION IN RELATION TO OIL CONTENT

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-26-43

26

Popkov Vasily Ivanovich, Popkov Ivan Vasilyevich

FEATURES OF THE STRUCTURE AND FORMATION CONDITIONS OF THE OYMASHA DEPOSIT

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-44-63

44

Popkov Ivan Vasilyevich

AN EXAMPLE OF IMPULSIVE DISCHARGE OF TECTONIC STRESS IN THE KERCH-TAMAN VOLCANO-MUD

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-64-75

64

Saltanova Anna Georgievna

WATER-DISSOLVED GASES IN THE RESERVOIR WATERS OF THE TRANSITIONAL COMPLEX OF THE PLATFORM PART OF THE EASTERN CISCAUCASIA

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-76-87

76

Shabutdinov Timur Denisovich, Savelyev Dmitry Evgenievich

TRANSITIONAL MANTLE-CRUST COMPLEX OF THE MIDDLE KRAKA MASSIF (SOUTHERN URAL)

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-88-107

88

Kuznetsov Alexander Igorevich, Akhmetyanova Albina Ilshatovna

REDUCING ANTHROPOGENIC IMPACT ON ECOLOGICAL BALANCE IN THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-108-119

108

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-11-25

УДК 536+550.3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКОЙ ДИАГРАММЫ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

© Закиров Марат Финатович

ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», Уфа, Россия

Аннотация. При промыслово-геофизических исследованиях эксплуатационных скважин используется широкий спектр геофизических методов. Одними из эффективных регистрируемых параметров являются изменение давления и температуры на различных этапах работы скважины. Это связано с тем, что возникающие термодинамические эффекты в пласте и скважине приводят к изменению теплового поля и поэтому позволяют решить множество задач по контролю технического состояния подземных объектов. В данной работе предлагается методика для определения интервалов движения флюида путем построения специального графика – термобарической диаграммы. Актуальность данной задачи связана с тем, что технология исследований в скважинах предполагает периодические, но разрывные по времени и глубине регистрации давления и температуры. Возникает дополнительная задача об восстановлении истории воздействия на скважину и пласт и создания способов для совместной интерпретации давления и температуры. Для возникновения движения жидкости в стволе скважины создается изменение давления, которое в свою очередь приводит к формированию различных термодинамических эффектов (Джоуля-Томсона, калориметрическое смешивание, конвективный теплообмен и т.д.). Учитывая, что процессы имеют локализацию по глубине, скважины появляется возможность использования теплового поля в связке с давлением для диагностики движения флюида. Цель данного исследования получение термобарической диаграммы на различных глубинах и их совместный анализ возникающих термодинамических процессов в скважинной системе. Для интервалов покоя или движения жидкости форма термобарической диаграммы будет различаться вследствие воздействия возникающих термодинамических процессов. Поэтому возникает возможность прогноза интервалов наличия движения жидкости по форме термобарической диаграммы. Использование термобарической диаграммы позволяет усилить интерпретационные признаки в заключении по промысловым исследованиям и получить дополнительные характеристики системы “скважина-пласт”.

Ключевые слова: скважина, термограмма, термобарическая диаграмма, конвекция, теплообмен.

USING A THERMOBARIC DIAGRAMM TO PREDICT FLUID MOVEMENT IN A WELL

© Zakirov Marat Finatovich

FGBOU VO "Ufa University of Science and Technology", Ufa, Russia

Для цитирования: Закиров М. Ф. Использование термобарической диаграммы для прогнозирования движения жидкости в скважине // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2026. № 1. С. 11-25. DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-11-25.

Abstract. A wide range of geophysical methods is used in field geophysical studies of production wells. One of the effective parameters that can be recorded is the change in pressure and temperature at different stages of well operation. This is because the thermodynamic effects that occur in the reservoir and the well lead to changes in the thermal field, which can be used to solve a variety of problems related to the technical condition of underground facilities. This paper proposes a method for determining the intervals of fluid movement by constructing a special graph, the thermobaric diagram. The relevance of this task is due to the fact that the technology of research in wells involves periodic, but discontinuous in time and depth, registration of pressure and temperature. This raises the additional challenge of reconstructing the history of the well and reservoir and creating methods for the joint interpretation of pressure and temperature. To create fluid movement in the wellbore, a pressure change is created, which in turn leads to the formation of various thermodynamic effects (Joule-Thomson effect, calorimetric mixing, convective heat transfer, etc.). Given that these processes are localized in depth, it becomes possible to use the thermal field in conjunction with pressure to diagnose fluid movement. The purpose of this study is to obtain a thermobaric diagram at various depths and to analyze the resulting thermodynamic processes in the well system. For intervals of fluid rest or movement, the shape of the thermobaric diagram will vary due to the influence of the resulting thermodynamic processes. Therefore, it is possible to predict the intervals of fluid movement based on the shape of the thermobaric diagram. The use of the thermobaric diagram allows for enhanced interpretation of field studies and provides additional characteristics of the well-formation system.

Keywords: well, thermogramm, thermobaric diagram, convection, heat exchange

Введение. В промысловой геофизике регистрация давления и температуры являются обязательной частью полевых исследований [1]. Информативность таких исследований основана на использовании нестационарных полей, обусловленных переходными режимами работы скважины [2, 3]. В скважинной термометрии анализируются температурные изменения, обусловленные термодинамическими эффектами при движении флюида в пласте и в скважине. Учитывая, что давление является причинно-следственной характеристикой процессов в стволе скважины и пласте, то и температура не может интерпретироваться в отрыве от полей давления и расхода [4,5].

В общей термодинамике для диагностики процессов, происходящих в системе, как известно используют физические параметры PVT (давление-объем-температура). При фиксированном одном параметре и изменении остальных такие диаграммы имеют широко известные названия диаграмм (изобарный, изохорный, изотермический, адиабатический процесс) [6, 7].

Например, совместная регистрация давления и температуры во время цикла притока на стадии освоения скважины позволяет использовать баротермический эффект [5] для объяснения изменения температуры притекающей жидкости как функцию условий разработки пласта и времени регистрации. Одними из практически значимых являются выводы: температурная аномалия за счет данного эффекта будет больше дроссельного эффекта Джоуля-Томсона и растет с ростом депрессии на пласт, удельного дебита, проницаемости и вязкости флюида.

Еще одним применением совместной регистрации давления и температуры является возможность прогноза разгазирования нефти [8]. На хронометрической шкале изменения давления и температуры вследствие проявления данного эффекта возникают термоаномалия охлаждения. Как правило в таких диаграммах говорят только о давлении разгазирования – давления, когда в продукции нефти появляется газ. При совместной интерпретации как давления, так и температуры появилась бы возможность получения дополнительных признаков многофазного потока. Однако большинство данных по давлению и температуре анализируется как отдельные процессы [9]. Поэтому рассмотрим основные положения технологии проведения исследований для регистрации давления и температуры в скважинах.

По способу регистрации большинство измерительных систем локализованы по глубине и поэтому при анализе промысловых данных происходит построение планшета по глубине на выбранный момент времени. Для скважинной термометрии особенностью такой технологии исследований является проявление сопутствующих термодинамических эффектов (эффект Джоуля-Томсона, калориметрическое смешивание и т.д.). Это позволяет решить задачи по контролю технического состояния пластов и скважины [1, 10]. Т.к. регистрация геофизических параметров по глубине требует затрат по времени то из-за конечной скорости движения по стволу возникают промежутки времени, когда невозможно восстановить всю хронологию по времени изменения давления и температуры. Тем самым непрерывная и длительная регистрация с течением времени на заданной глубине в течении всего периода освоения и остановки скважины затруднена техническими возможностями технологии исследования скважин. Рассмотрим возможный методический прием для получения восстановленной по времени и режиму работы скважины информации об изменении давления и скважины. Воспользуемся принципами описания процессов, принятых в подземной термодинамике и гидромеханике [1, 5]. Согласно технологии промысловых исследований в скважине регистрируют распределения параметров по глубине в различные моменты времени [2, 11]. Для создания условий притока или поглощения флюидов работающими интервалами в большинстве скважин выполняется освоение (компрессирование, свабирование и т.д.) и в результате промысловых исследований возникает массив данных при понижении и повышении давления. Собранные в комплексе зарегистрированные давление и температура на заданной глубине в различные моменты и этапы работы скважины, получаем общий планшет в параметрах “РТ” (давление-температура) который и назовем термобарическая диаграмма. Согласно технологии исследований возможна и прямая задача - регистрация на заданной глубине давления и температуры с течением времени (например, кривая восстановления уровня, давления). Однако такие виды исследований согласно технологии требуют специальной подготовки на скважине и длительный промежуток времени. В большинстве случаев из таких

исследований используют только изменение давления с течением времени для прогноза фильтрационных параметров пласта. Поэтому совместная интерпретация изменения давления и температуры обладает потенциалом для уточнения интерпретации промысловых исследований скважин.

Другой важной характеристикой разработки месторождений является получение различных свойств углеводородов. В лабораторных условиях довольно сложно создать пластовые условия из-за высоко давления поэтому возникает необходимость непосредственного получения данных прямо на промысловом объекте. Например, авторы [12] предлагают много температурные измерения с отбором пробы пластовой жидкости на различных глубинах для получения свойств пластовой жидкости в условиях различных температур, таких как давление насыщения и давление начала образования асфальтенов, Обработку данных предлагают выполнять в координатах “температура-давление”. Использование графиков давления и температуры в лабораторных условиях позволяет построить прогнозные уравнения состояния углеводородов [13]. Так исследователями [14] в результате проведенных измерений получены температурные зависимости давления, производной и изохорной теплоемкости на девяти различных изохорах. Показано, что предложенное уравнение состояния позволяет рассчитывать различные термодинамические свойства в двухфазной и однофазной областях, а также пограничные линии многокомпонентной жидкой смеси в окрестности ее критической точки.

Также недропользователями подчеркивается необходимость в контроле за добычей углеводородов. Например, в работе [15] исследователями представлен комплексный анализ связи температура-давление для оценки распределения температуры и перепада давления в скважинах, используемых для газлифта. Учитывая совместную связь параметров в полностью связанную модель, можно прогнозировать режимы потока жидкости и перепады давления при различных параметрах процесса.

Одним из применений совместной интерпретации данных, зарегистрированных в горизонтальных скважинах по изменению давления и температуры, с течением времени стоит отметить работы [16, 17]. Исследователями были использованы распределенные по глубине автономные датчики давления и температуры. На основе моделирования и анализа промысловых исследований установлено, что диагностическим признаком, указывающим на отсутствие притока в исследуемом интервале, является преобладание адиабатического эффекта над баротермическим (дроссельным). Сопоставление показаний датчиков температуры, разнесенных по длине ствола, позволяет спрогнозировать расположение работающих интервалов и оценить возникающие термодинамические процессы.

Так же следует отметить, что в последнее время появились методы непрерывной по глубине и с течением времени регистрации давления и температуры (DTS-DAS) распределенными оптоволоконными датчиками [18].

Наличие такого инструмента тем более приводит к необходимости разработки новых методических подходов для обработки данных давление-температуры. Как правило массив зарегистрированных данных температуры представлен на подробной временной шкале. А вот данные по давлению представлены точечными замерами из-за способа регистрации. Например, использование совместной обработки данных давления и температуры показан в статье [19], где демонстрируются результаты алгоритма машинного обучения с использованием экспериментальных наборов данных, полученных в ходе испытаний газоводного потока в скважине, оснащенной датчиками DAS, DTS и четырьмя внутрискважинными манометрами. Авторами была показана возможность прогнозирования давления на разных глубинах из предобученной модели с несколькими датасетами. Однако построение совместной диаграммы “давление-температура” на заданных глубинах не проанализировано. Такой подход позволил бы исследователям дополнительно сформировать подходы для обработки непрерывно регистрируемых сигналов.

Таким образом из представленных литературных источников можно сделать вывод о том, что для регистрации давления температуры требуется подготовка скважины и использование специализированных методик и программного обеспечения. В случае если регистрация давления и температуры произведена стандартной технологией при освоении скважины возникает необходимость создания новой технологии обработки данных. Цель данного исследования получение термобарической диаграммы и анализ возникающих термодинамических процессов в скважинной системе. В случае определения термодинамических процессов, происходящих на заданной глубине, возникает возможность диагностики технического состояния скважины. Таким образом использование термобарической диаграммы позволяет усилить интерпретационные признаки в заключении по промысловым исследованиям и получить дополнительные характеристики системы “скважина-пласт”.

Рассмотрим на примере модельных и промысловых исследований создание термобарической диаграммы и характерные интерпретационные признаки.

Постановка задачи. Для восстановления распределения температуры по стволу скважины используется закономерность в виде геотермического распределения [11]:

$$T_g(z) = T_{заб} - \Gamma * (z_{заб} - z) \quad (1)$$

где Γ – геотермический градиент; $T_{заб}$, $z_{заб}$ – температура на забое и глубина забоя; z – вертикальная координата.

За счет проявления различных термодинамических процессов происходит формирование распределения температуры по стволу скважины. Для оценки температуры по стволу скважины можно воспользоваться следующей формулой [1, 5]:

$$T(z) = T_0 - \Gamma z + B\Gamma(1 - e^{-z/B}) + (T_1 - T_0) \cdot e^{-z/B}. \quad (2)$$

где параметр B , (коэффициент затухания температурного сигнала зависит от дебита, от скорости движения жидкости и условий теплообмена; T_1 – температура флюида, притекающего пласта; T_0 – невозмущенная температура пород. Рассмотрим сначала ключевые особенности предлагаемой методики на примере модельных термограмм.

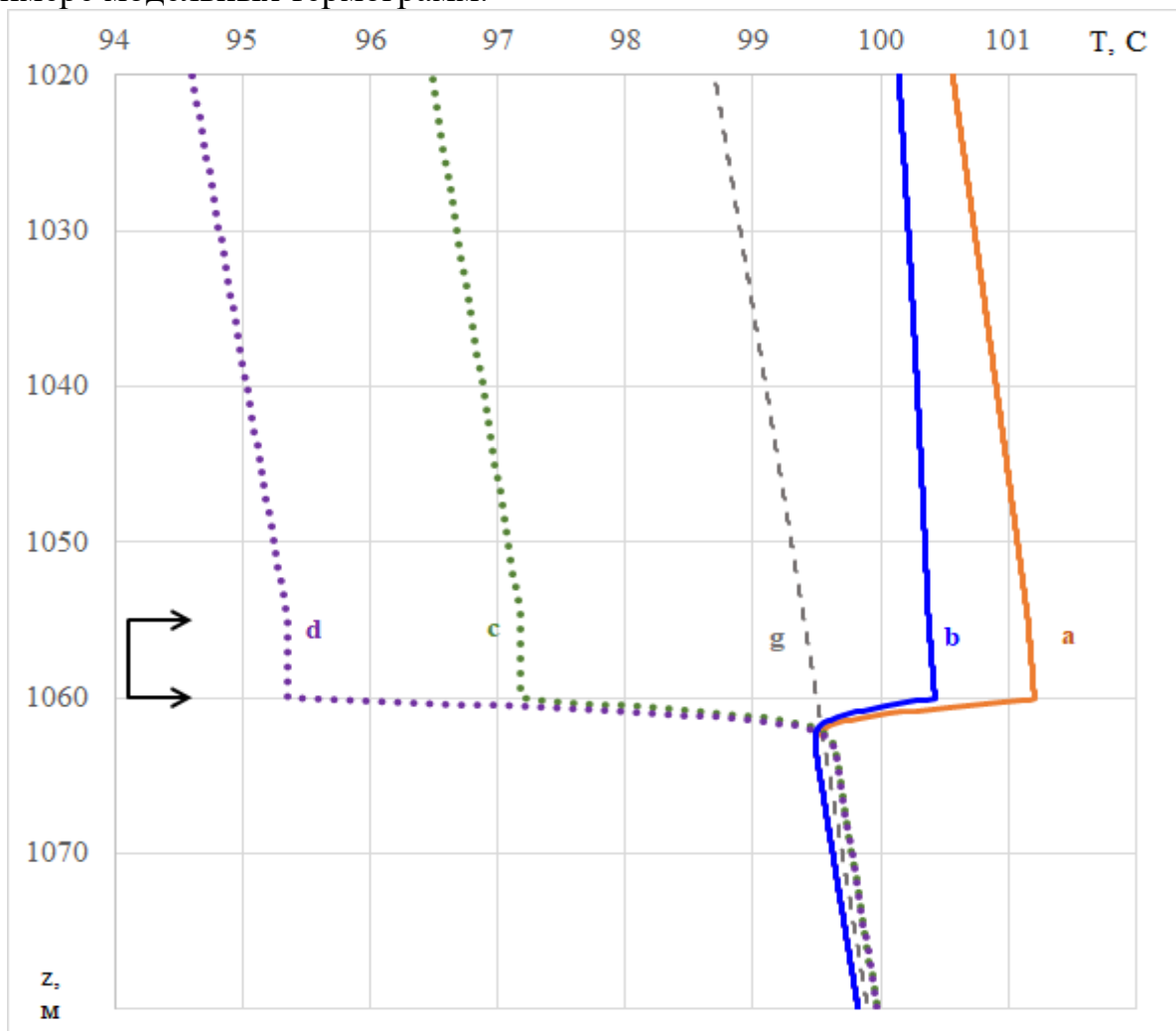


Рисунок 1 – Распределение модельной температуры по глубине где: a, b - на притоке; c, d - на нагнетании; g - геотермическое распределение; a, c – поток нефти; b, d – поток воды

Как видно из формул (1-2) в интервалах отсутствия движения (зумпф скважины) характер изменения температуры будет отличаться в интервалах с наличием движения жидкости. Т.к. расход жидкости является зависимой функцией от депрессии на пласт (или скважинного давления) получается неявная зависимость изменения температуры от давления. Поэтому задачей данного исследования ставится определение различия температуры на участках с преимущественным влиянием конвективного теплообмена и при отсутствии

движения. Цель данной работы составить методику по определению участков движения жидкости по результатам анализа термобарической диаграммы.

Методика решения. В рамках построения модельных термограмм была рассмотрена скважина с одним работающим интервалом рис. 1 (1055-1060м). Для однозначности расчетов коэффициент продуктивности был фиксирован $K=0.4\text{м}^3/(\text{сут}\cdot\text{атм})$. Вариация давления осуществлялась при максимальной репрессии/депрессии на пласт порядка 50 атм. Рассчитывались распределения температуры по стволу скважины для двух случаев: поток воды и нефти с различающимися теплофизическими параметрами. Для однозначности в обоих случаях считалось, что в зумпфе скважины находится вода и геотермический градиент составлял $\Gamma=0.02\text{ К/м}$. Сравним распределения температуры по стволу скважины (рис.1) для двух режимов: нагнетания (репрессия 50атм) и притока (депрессия 50 атм). Для построения термобарической диаграммы выберем несколько глубин: а) зумпф – с отсутствием движения жидкости; б) выше кровли работающего интервала.

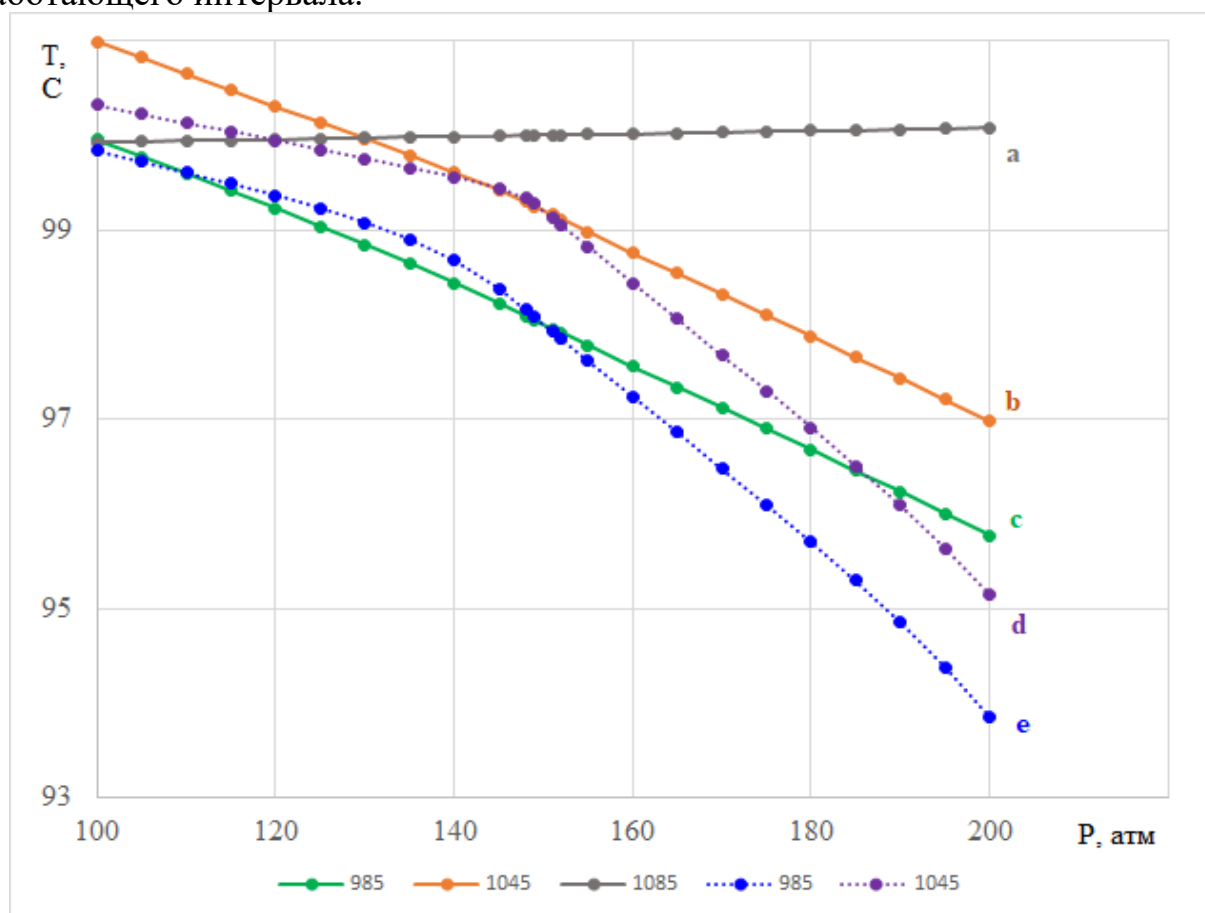


Рисунок 2 – Сравнение термобарических диаграмм, где шифры - глубины наблюдения,
где: a,b,c – поток нефти; d, e – поток воды

На рис.1 представлены результаты моделирования для двух случаев: потока нефти и воды в скважине. В результате притока на термограммах “а, b” происходит различающееся по амплитуде увеличение температуры жидкости, связанное с эффектом Джоуля-Томсона. Т.к. теплофизические свойства нефти и воды различаются это приводит к формированию различающегося распределения температуры вдоль ствола скважины. В случае же нагнетания флюидов (рис. 1 кривые “с, d”) конвективный теплообмен будет формировать распределение температуры с учетом свойств флюидов при одной и той же скорости потока. В зумпфе скважины за счет проявления адиабатического эффекта при изменении давления происходит симметричное относительно геотермического распределения (рис. 1 кривая “g”) изменение температуры.

Построим термобарическую диаграмму для трех глубин: 1)1085 – зумпф; 2)1045 – 10м над кровлей пласта; 3) 985м – 70м над кровлей работающего интервала.

Как видно из рис.2 в интервале зумпфа и на глубине наблюдения 1085м (рис.2 “а”) при изменении давления происходит слабое изменение температуры только за счет проявления адиабатического эффекта. В таком случае говорят о герметичности данного интервала. В интервалах выше кровли пласта (рис. 2 “b-e”) происходит интенсивное изменение температуры за счет конвективного теплообмена восходящей жидкости с окружающими горными породами. Характер изменения зависит от состава жидкости в стволе скважины. Наиболее интенсивные по амплитуде происходят при потоке воды (кривые “d, e”) чем при потоке нефти (кривые “b, c”). Это связано прежде всего с различием конвективной составляющей теплообмена при различающихся теплофизических свойствах нефти и воды.

Результаты исследования. Рассмотрим пример промысловых исследований (рис.3) при компрессорном освоении скважины.

Как видно из поведения термограмм (рис. 3 кривые “a-b”) в начале компрессирования (цикл нагнетания) происходит поглощение флюида до середины перфорированного пласта. Т.к. температура закачиваемой жидкости меньше пластовой на представленных термограммах (“b,c”) происходит уменьшение температуры в интервале от подошвы перфорации вверх до устья вследствие преимущественного конвективного теплообмена. При снижении давления (рис.3 кривые термограммы “с-е” цикл притока) происходит изменение температуры в интервале перфорации вследствие проявления термодинамических эффектов (Джоуля-Томсона, калориметрического смешивания и т.д.). Согласно методам термодобитометрии (рис.3 кривая “s”) и методам состава (резистивиметрии “r” и влагометрии “w”) интервал середина пласта-кровля является наиболее продуктивной частью перфорированного интервала. По методам состава (рис.3 кривые “r, w”) в зумпфе скважины находится вода с высокой минерализацией, а из пласта на притоке притекает

вода с меньшей минерализацией, поглощенной в результате предыдущего цикла промывки.

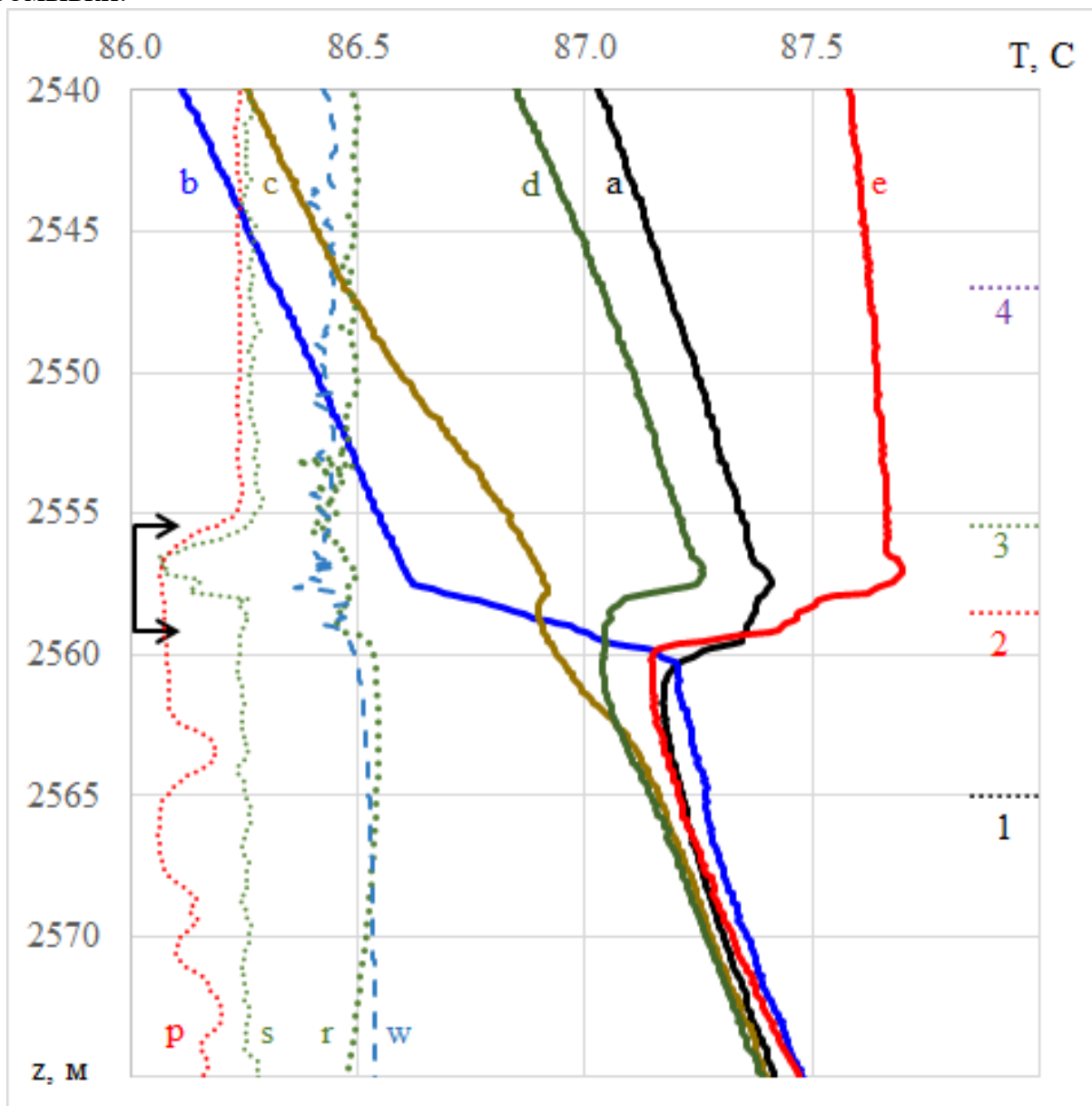


Рисунок 3 – Планшет промысловых исследований, где: a-e – термограммы; p – потенциал собственной поляризации; s – термодобитомер; r – резистивиметрия; w – влагометрия; 1-4 – глубины наблюдений за давлением и температурой

Выберем для анализа, например 4 глубины (рис.3 цифры – пунктирные точки) на которых построим динамику изменения температуры и давления с течением времени (рис.4).

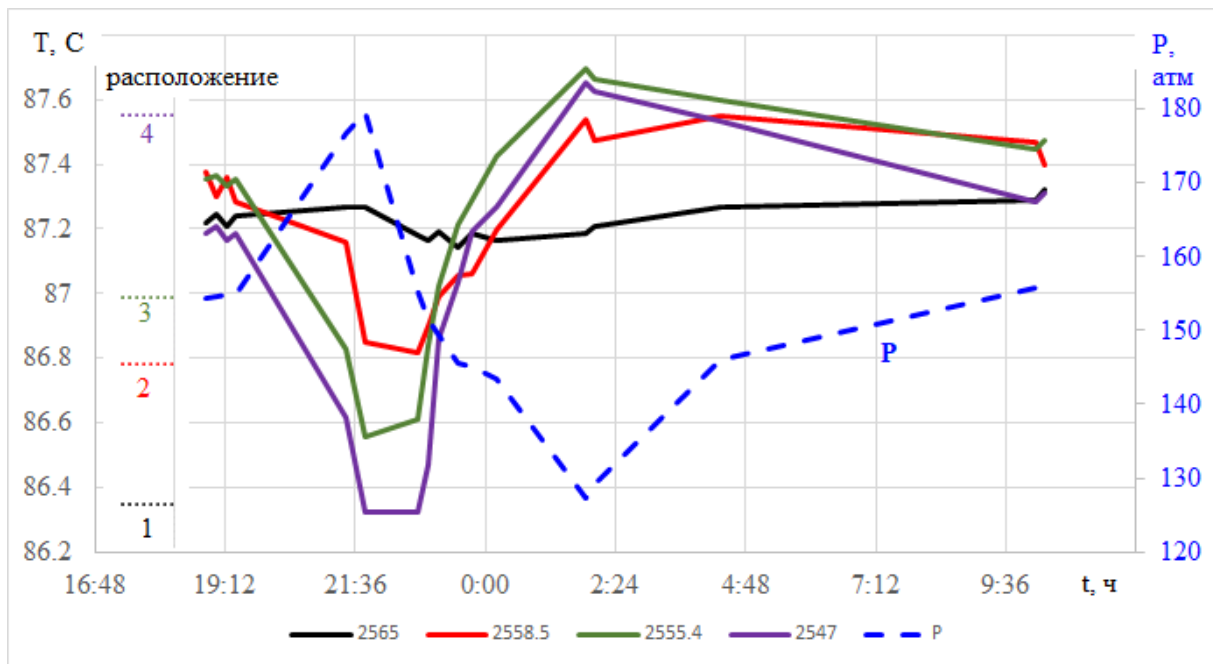


Рисунок 4 – Динамика изменения температуры с течением времени на выбранных глубинах, где: 1-4 – глубины наблюдений за давлением и температурой; цифры-расположение датчиков относительно друг друга по глубине)

Как видно из рис.4 относительно давления (зарегистрированного на глубине 2565м) наблюдаются этапы остановки скважины, нагнетания (увеличение давления) и отбора (снижение давления). Такое поведение давления согласуется с технологией исследования при компрессировании. Также можно заметить, что поведение термограммы (рис.4 кривая “1”) коррелируют с изменением давления. В каждый момент работы скважины свяжем изменения температуры с изменением давления и построим термобарическую диаграмму – температура от давления на выбранных глубинах.

Изменение температуры на глубинах ниже подошвы перфорации (рис.5 кривая “1”) по амплитуде составляет 0.1С т.е. имеет малую изменчивость по амплитуде и коррелирует с изменением давления. Такое поведение температуры за короткий период проявления возможно в случае, когда преимущественно проявляется адиабатический эффект.

Согласно положениям теплофизики проявление только адиабатического эффекта свидетельствует об отсутствии движения жидкости в зумпфе [1, 5]. В таком случае можно сделать вывод об герметичности интервала зумпфа (рис.5 “1”) на выбранной глубине. Ситуация меняется если переходим к интервалам выше подошвы перфорированного интервала (рис.5 кривые “2-4”). Например, кривые “3-4” рис.5 зарегистрированы выше кровли перфорации и термобарическая диаграмма относительно подошвы (кривая “1”) резко изменила свою форму и размеры. В пределах максимальных и минимальных показаний по

давлению и температуре условно можно принять что термобарическая диаграмма для каждой глубины приняла форму “параллелограмма” и смещённой относительно гидростатической составляющей по давлению.

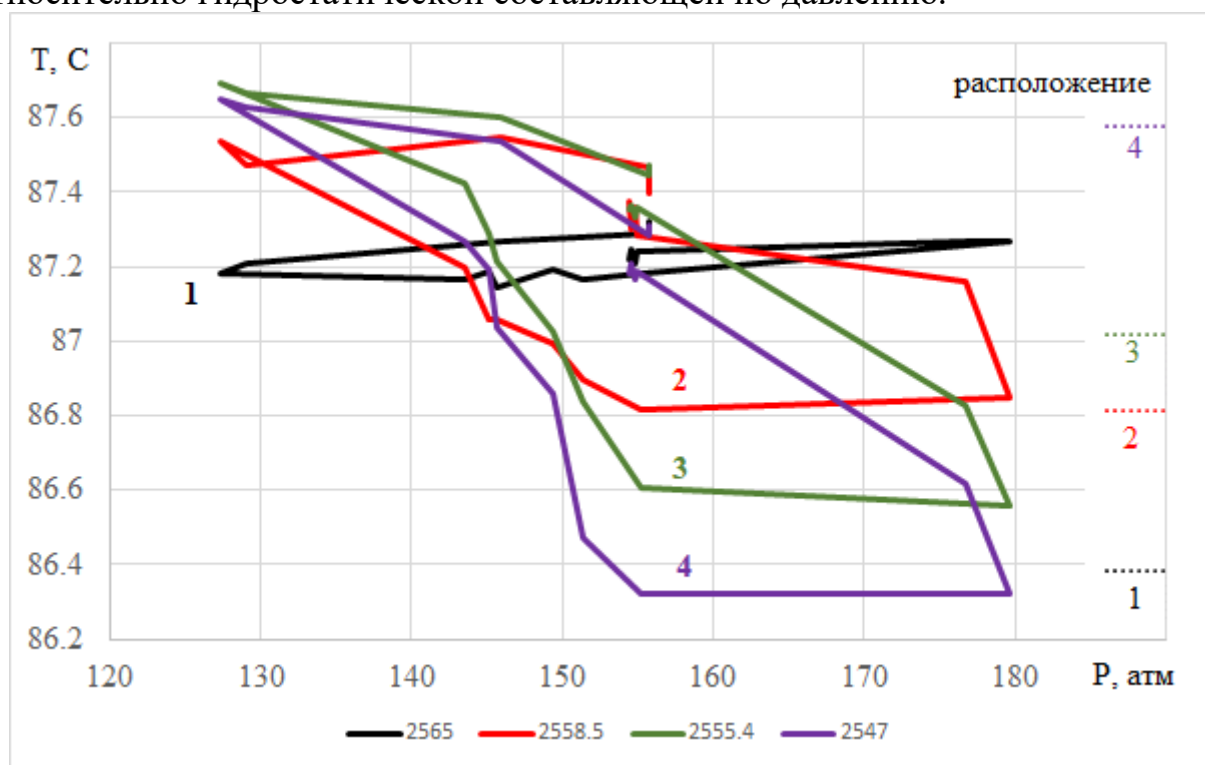


Рисунок 5 – Термобарическая диаграмма на выбранных глубинах (1 – 2565м; 2 – 2558.5м; 3 – 2555.4м; 4 – 2547м).

В данных интервалах происходит движение жидкости (как при снижении давления, так и при увеличении давления). Таким образом такая форма термобарической диаграммы может свидетельствовать об преимущественном конвективном характере изменения температуры – т.е. является признаком движения флюида. Аналогичная ситуация наблюдается на глубинах самого интервала перфорации (кривые “2-3”). Термобарическая диаграмма в этом случае будет фиксировать наряду с конвекцией и кондукцией дополнительные термодинамические процессы, происходящие непосредственно в самом пласте и перфорации (эффект Джоуля-Томсона, калориметрическое смешивание и т.д.). Учитывая совместный характер воздействия всех термодинамических процессов в этом случае, термобарическая диаграмма будет иметь сложный профиль (рис.3 кривые “2-3”). Однако как видно из результатов предельные границы и форма все же будет сохраняться как в случае с движением флюида (рис.5 кривая “4”).

Таким образом термобарическая диаграмма в интервалах с отсутствием движения жидкости в широком диапазоне изменений давления (от максимального давления компрессирования до минимального давления при стравливании) имеет вытянутую по давлению, но узкую по амплитуде температур форму. В интервалах движения флюида термобарическая диаграмма

имеет растянутую форму с широким диапазоном изменения температуры относительно давления вследствие преимущественного конвективного характера изменения температуры.

Заключение: Разработанный методический прием – Термобарическая диаграмма позволяет дополнить интерпретацию промысловых данных. Термобарическая диаграмма в интервалах с отсутствием движения жидкости в широком диапазоне изменений давления (от максимального давления компрессирования до минимального давления при стравливании) имеет вытянутую по давлению, но узкую по амплитуде температур форму. В интервалах движения флюида термобарическая диаграмма имеет растянутую форму с широким диапазоном изменения температуры относительно давления вследствие преимущественного конвективного характера изменения температуры. Сопоставление термобарических диаграмм в интервалах выше и ниже работающего интервала позволяет определить наличие движения жидкости в системе “скважина-пласт”.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Валиуллин Р.А., Вахитова Г.Р., Назаров В.Ф., Рамазанов А.Ш., Федотов В.Я., Яруллин Р.К. Термогидродинамические исследования пластов и скважин нефтяных месторождений. Учебное пособие. Уфа: Изд-во БашГУ, 2015. 250 с.
2. Закиров М.Ф., Валиуллин Р.А. Определение приемистости ухода флюида в работающие интервалы при компрессорном освоении скважины // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов №1(38), 2025, С.51-75, DOI 10.24412/2949-4052-2025-1-51-75.
3. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 240с.
4. Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф., Халикова А.Г. Баротермический эффект при вытеснении нефти из пористой среды // Изв.АН СССР, МЖГ, 1992. №3. С.104-109.
5. Рамазанов А.Ш. Теоретические основы скважинной термометрии: учебное пособие. Уфа: РИЦ БашГУ, 2017. 114с.
6. Луканин В.Н. и др. Теплотехника: учеб. для вузов. М.: Высш. шк., 2002. 671с.
7. Пудовкин М.А., Саламатин А.Н., Чугунов В.А. Температурные процессы в действующих скважинах. Казань: КГУ, 1977. 166с.
8. Шарафутдинов Р.Ф. Нестационарный тепло- и массоперенос в нефтенасыщенных пористых средах. Автореф. дис. д.ф.- м.н. – Уфа: БашГУ, 2000. 33с.
9. Котенёв Ю.А., Халиков А.Н., Шабрин Н.В., Чибисов А.В. Оценка гидродинамического взаимодействия скважин и эффективности заводнения на основе геологопромысловых данных // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2023. №4. С.52-68. DOI: 10.24412/2949-4052-2023-4-52-68.

10. Вахитова Г. Р., Алимова М. Р. Экспериментальное исследование удельной гамма-активности природных радионуклидов // Геология. Известия Отделения наук и Земле и природных ресурсов. – 2025. – №3. – С. 12-26. DOI 10.24412/2949-4052-2025-3-12-26
11. Закиров М.Ф., Валиуллин Р.А. Анализ распределения температуры с помощью прогнозных геотермических распределений в добывающей скважине // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2024. №3 (36) С.38-52 DOI 10.24412/2949-4052-2024-3-38-52.
12. US 11105198 B2. Methods for in-situ multi-temperature measurements using downhole acquisition tool / Dumont H., Harrison C., Zuo Y., Babin C.A., Chen L., Mishra V.K., Garcia G., Agarwal A., Sullivan M.T.; заявитель и патентообладатель Schlumberger Technology Corporation. – № US 15/087,770; заявл. 31.03.2016; опубл. 31.08.2021.
13. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль. 2002. 579 с.
14. Беляков М. Ю., Городецкий Е. Е., Куликов В. Д., Воронов В. П., Григорьев Б. А. Масштабное уравнение состояния многокомпонентных смесей в окрестности критической точки жидкость-пар // Вести газовой науки: Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2015. – № 4 (24). – С. 21–29.
15. Jing D, Wang J, Xia C. Evaluating the temperature profile and pressure drops in gas-lift wells via coupled temperature-pressure analysis. Sci Rep. 2025 Jul 2;15(1):22868. doi: 10.1038/s41598-025-05362-w.
16. Мешков В.М. Разработка методики определения интервалов притока пластовых флюидов на основе термогидродинамических исследований скважин автономными приборами. Дис. канд. техн. наук. Сургут: СургутНИПИнефть, 2004. 144с.
17. Федоров В.Н. Аппаратурно – методический комплекс для термогидродинамических исследований пологих и горизонтальных скважин. Дис. док. техн. наук. Сургут: СургутНИПИнефть, 2004. 374 с.
18. Ипатов А. И., Кременецкий М. И., Андриановский А. В. [и др.]. Цифровые решения в области инструментального контроля разработки месторождений на основе распределенных оптоволоконных измерительных систем // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 54-60. doi 10.24887/0028-2448-2022-3-54-60.
19. Ekechukwu GK, Sharma J. Well-scale demonstration of distributed pressure sensing using fiber-optic DAS and DTS. Sci Rep. 2021 Jun 14;11(1):12505. doi: 10.1038/s41598-021-91916-7.

REFERENCES:

1. Valiullin R.A., Vahitova G.R., Nazarov V.F., Ramazanov A.SH., Fedotov V.YA., YArullin R.K. Termogidrodinamicheskie issledovaniya plastov i skvazhin neftnyanyh mestorozhdenij. Uchebnoe posobie. Ufa: Izd-vo BashGU, 2015. 250p. (In Russian)
2. Zakirov M.F., Valiullin R.A. Opredelenie priemistosti uhoda flyuida v rabotayushchie intervaly pri kompressornom osvoenii skvazhiny // Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnym resursov №1(38), 2025, p.51-75, DOI 10.24412/2949-4052-2025-1-51-75. (In Russian)
3. Chekalyuk Eh.B. Termodinamika neftyanogo plasta. M.: Nedra, 1965. 240p. (In Russian)
4. Ramazanov A.Sh., Sharafutdinov R.F., Halikova A.G. Barotermicheskiy ehffekt pri vytesnenii nefti iz poristoj sredy // Izv.AN SSSR, MZHG, 1992. №3. P.104-109. (In Russian)
5. Ramazanov A.SH. Teoreticheskie osnovy skvazhinnoj termometrii: uchebnoe posobie. Ufa: RIC BashGU, 2017. 114p. (In Russian)
6. Lukanin V.N. i dr. Teplotehnika: ucheb. dlya vuzov. M.: Vyssh. shk., 2002. 671p. (In Russian)
7. Pudovkin M.A., Salamatin A.N., Chugunov V.A. Temperaturnye processy v deystvuyushchih skvazhinah. Kazan': KGU, 1977. 166p. (In Russian)
8. Sharafutdinov R.F. Nestacionarnyj teplo- i massoperenos v neftenasyschennyh poristyyh sredah. Avtoref. dis. d.f.- m.n. Ufa: BashGU, 2000. 33p. (In Russian)
9. Kotenyov Yu.A., Halikov A.N., Shabrin N.V., Chibisov A.V. Ocenka gidrodinamicheskogo vzaimodejstviya skvazhin i ehffektivnosti zavodneniya na osnove geologopromyslovyh dannyh // Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnym resursov. 2023. №4. p.52-68. DOI: 10.24412/2949-4052-2023-4-52-68. (In Russian)
10. Vahitova G. R., Alimova M. R. Ehksperimental'noe issledovanie udel'noj gamma-aktivnosti prirodnym radionuklidov // Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk i Zemle i prirodnym resursov. 2025. №3. p. 12-26. DOI 10.24412/2949-4052-2025-3-12-26. (In Russian)
11. Zakirov M.F., Valiullin R.A. Analiz raspredeleniya temperatury s pomoshch'yu prognoznym geotermicheskimi raspredeleniy v dobyvayushchej skvazhine // Geologiya. Izvestiya Otdeleniya nauk o Zemle i prirodnym resursov. 2024. №3 (36) p.38-52 DOI 10.24412/2949-4052-2024-3-38-52. (In Russian)
12. US 11105198 B2. Methods for in-situ multi-temperature measurements using downhole acquisition tool / Dumont H., Harrison C., Zuo Y., Babin C.A., Chen L., Mishra V.K., Garcia G., Agarwal A., Sullivan M.T.; zayavitel' i patentoobladatel' Schlumberger Technology Corporation. – № US 15/087,770 ; zayavl. 31.03.2016 ; opubl. 31.08.2021.
13. Brusilovskij A.I. Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdenij nefti i gaza. M.: Graal'. 2002. 579p. (In Russian)

14. Belyakov M. Yu., Gorodeckij E. E., Kulikov V. D., Voronov V. P., Grigor'ev B. A. Masshtabnoe uravnenie sostoyaniya mnogokomponentnyh smesey v okrestnosti kriticheskoy tochki zhidkost'-par // Vesti gazovoj nauki: Aktual'nye voprosy issledovaniy plastovyh sistem mestorozhdenij uglevodorodov. – M.: Gazprom VNIIGAZ. 2015. № 4 (24). p. 21–29. (In Russian)
15. Jing D, Wang J, Xia C. Evaluating the temperature profile and pressure drops in gas-lift wells via coupled temperature-pressure analysis. Sci Rep. 2025 Jul 2;15(1):22868. doi: 10.1038/s41598-025-05362-w.
16. Meshkov V.M. Razrabotka metodiki opredeleniya intervalov pritoka plastovyh flyuidov na osnove termogidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin avtonomnymi priborami. Dis. kand. tehn. nauk. Surgut: SurgutNIPIneft', 2004. 144p. (In Russian)
17. Fedorov V.N. Apparurno – metodicheskij kompleks dlya termogidrodinamicheskikh issledovaniy pologih i gorizonta'nyh skvazhin. Dis. dok. tehn. nauk. Surgut: SurgutNIPIneft', 2004. 374p. (In Russian)
18. Ipatov A. I., Kremeneckij M. I., Andrianovskij A. V. [i dr.]. Cifrovye resheniya v oblasti instrumental'nogo kontrolya razrabotki mestorozhdenij na osnove raspredelennyh optovolokonnyh izmeritel'nyh system. Moscow: Neftyanoe hozyajstvo. 2022. № 3. pp. 54-60. doi 10.24887/0028-2448-2022-3-54-60. (In Russian)
19. Ekechukwu GK, Sharma J. Well-scale demonstration of distributed pressure sensing using fiber-optic DAS and DTS. Sci Rep. 2021 Jun 14;11(1):12505. doi: 10.1038/s41598-021-91916-7.

Сведения об авторах:

Закиров Марат Финатович, кандидат технических наук, доцент ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», ул. Заки Валиди, 32. 450074, г. Уфа, Российская Федерация. ORCID ID: 0000-0002-1674-2899. E-mail: zakirovmf@mail.ru

Author's personal details:

Zakirov Marat Finatovich, Ph.D. of Technical Science, associate professor FGBOU VO "Ufa University of Science and Technology", st. Zaki Validi, 32. 450074, Ufa, Russian Federation. ORCID ID: 0000-0002-1674-2899. E-mail: zakirovmf@mail.ru

© Закиров М.Ф.

**ТРЕЩИНОВАТЫЕ АНГИДРИТЫ КУНГУРА БЛАГОВЕЩЕНСКОЙ
ВПАДИНЫ В СВЯЗИ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ**

© Масагутов Рим Хакимович,

Государственное бюджетное научное учреждение

«Академия наук Республики Башкортостан»,

г. Уфа, Российская Федерация,

© Минкаев Виталий Наэлевич,

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный технический нефтяной университет»,

г. Уфа, Российская Федерация

Аннотация. В строении тектонического плана Благовещенской впадины и примыкающего к ней с юго-запада юго-восточного склона Южно-Татарского свода в виде отрицательных форм рельефа в маркирующих поверхностях отложений нижней перми фрагментарно отражены региональные девонские конседиментационные грабенообразные прогибы и полностью, нижнепермские постседиментационные грабенообразные структуры. В доманиковое время на склоне Южно-Татарского между девонскими грабенообразными прогибами и левее возникли региональные протяженные положительные тектонические структуры, названными девонскими зонами горстовидных поднятий терригенного девона, В верхнефранско-нижнефаменское время они наряду с образуемыми бортами депрессий Камской-Кинельской системы прогибов, служили пьедесталами для образования и роста органогенные построек (рифов и биогермов) и штампами для формирования ловушек нефти в вышележащих отложениях, включая нижнепермские. В то-же время, на востоке Благовещенской впадины с наибольшей концентрацией региональных тектонических нарушений, при бурении структурных и поисково-разведочных скважин на небольших глубинах (от менее 100 метров и до 300-400 м) были установлены прямые многочисленные признаки нефтеносности в трещиноватых карбонатах и ангидритах. Трещины в ангидритах обычно проявляется в кунгурском ярусе. Первоначально они были выявлены при литолого-петрографическом изучении кернов, извлеченных при бурении и по данным геофизических исследований в скважинах, а затем проведением структурно-геодинамического картирования трещин по эманациям радона и торона в поверхностных уфимских и неогеновых отложениях. С целью изучения достоверности этого метода и оценки промышленной ценности проявлений нефти был составлен и реализован проект оценочного бурения скважин на Урманской площади с полным вскрытием артинских отложений. Бурение оценочных скважин по данному проекту проводилось между зонами трещиноватости пород и в осевых частях узких трещиноватых полос, которые были выявлены структурно-геодинамическим картированием по сети профилей, расположенных в районах ранее пробуренных нефтяных по кунгурским и артинским отложениям скважин. В данной статье рассмотрена трещиноватость ангидритов кунгурского яруса и связь с ними проявлений нефти разной интенсивности. В связи с выявлением трещиноватости пород и признаков нефти в карбонатах в нижнепермских

Для цитирования: Масагутов Р.Х., Минкаев В.Н. Трещиноватые ангидриты кунгура Благовещенской впадины в связи с нефтеносностью // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2026. № 1. С. 26-43. DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-26-43

отложениях, облекающих высокоамплитудные органогенные постройки Камско-Кинельской системы прогибов, также ставится вопрос о необходимости дальнейшего изучения упомянутых пород с целью выявления новых запасов нефти.

Ключевые слова: Благовещенская впадина, Южно-Татарский свод, Камско-Кинельская система прогибов, кунгур, грабен, горст, биогерм, риф, трещина, нефтеносность.

FRACTURED ANHYDRITES OF THE KUNGUR ROCKS IN THE BLAGOVESHCHENSK DEPRESSION IN RELATION TO OIL CONTENT

© **Masagutov Rim Khakimovich,**

State Budgetary Scientific Institution

"Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan",

Ufa, Russian Federation,

© **Minkaev Vitaly Naelevich,**

Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education

"Ufa State Technical Petroleum University",

Ufa, Russian Federation

Abstract. In the structure of the tectonic plan of the Blagoveshchensk depression and the south-eastern slope of the South Tatar arch adjacent to it from the southwest, regional Devonian consedimentary graben-like troughs and completely Lower Permian postsedimentary graben-like structures are fragmentarily reflected in the form of negative relief forms in the marking surfaces of the Lower Permian deposits. During the Domanik period, on the slope of the South Tatar between the Devonian graben-like troughs and to the left, regional extended positive tectonic structures arose, called Devonian zones of horst-like uplifts of the terrigenous Devonian. In the Upper Frasnian-Lower Famennian period, they, along with the formed sides of the depressions of the Kama-Kinel system of troughs, served as pedestals for the formation and growth of organogenic structures (reefs and bioherms) and stamps for the formation of oil traps in the overlying sediments, including the Lower Permian. Meanwhile, in the eastern Blagoveshchensk Depression, which has the highest concentration of regional tectonic faults, drilling structural and exploratory wells at shallow depths (from less than 100 meters to 300-400 meters) revealed numerous direct signs of oil potential in fractured carbonates and anhydrites. Fractures in anhydrites typically appear in the Kungurian stage. They were initially identified through lithological and petrographic studies of drill cores and well geophysical data, followed by structural and geodynamic mapping of fractures based on radon and thoron emanations in surface Ufimian and Neogene deposits. To study the validity of this method and assess the commercial value of oil shows, a project was developed and implemented for appraisal drilling in the Urmanskaya area, fully penetrating Artinskian deposits. Appraisal wells for this project were drilled between fractured rock zones and in the axes of narrow fractured bands identified by structural and geodynamic mapping along a network of profiles located in the areas of previously drilled oil wells in the Kungurian and Artinskian deposits. This article examines the fracturing of Kungurian anhydrites and their relationship to oil shows of varying intensity. The discovery of fracturing and signs of oil in carbonates in Lower Permian deposits enveloping the high-amplitude organogenic structures of the Kama-Kinel trough system raises the need for further study of these rocks to identify new oil reserves.

Keywords: Blagoveshchensk Depression, South Tatar Arch, Kama-Kinel trough system, Kungurian, graben, horst, bioherm, reef, fracture, oil potential.

Введение. В 60-тых годах двадцатого века на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода в ниже-тиманских отложениях девона было выявлено тектоническое нарушение в виде грабена северо-восточного простирания, которое, как выяснилось, экранировало с юго-востока Демское и Сатаевское месторождение с залежами нефти в терригенных отложениях среднего и верхнего девона. Впоследствии по данным геологоразведочных работ было установлено его продолжение через весь юго-восточный склон Южно-Татарского свода и Благовещенскую впадину в пределы южного склона Башкирского свода. Нарушение, известное в научной литературе как Сергеевско-Демский девонский конседиментационный прогиб, имеет размеры в поперечном сечении до 1 км, по простиранию около 200 км. На всем своем протяжении, с небольшими перерывами, он с юго-восточной стороны контролирует месторождения нефти в различных горизонтах терригенного девона и находит свое выражение в вышележащих отложениях, в том числе и нижнепермском структурном плане по литолого-геофизическому реперу К4 (кровля пачки a_2) в низах кунгурского яруса. В семидесятые и последующие годы к востоку от Сергеевско-Демского грабена был выявлен Тавтимановско-Уршакский девонский конседиментационный грабенообразный прогиб с нефтеносными месторождениями в терригенном девоне и карбоне вдоль него (Богатовское, Блохинское, Ильинское, Искринское, Лунское, Тавтимановское, Бузовьязовское, Уршакское) и другие.

На склоне Южно-Татарского свода, между девонскими конседиментационными грабенообразными прогибами, под воздействием тангенциальных сил сжатия в конце среднего франа образовались линейные зоны горстовидных поднятий, Аскаровско-Бекетовская и Новониколаевско—Елатминско-Турумбетовская. Возможно их продолжение в Благовещенскую впадину. В Благовещенской впадине, западнее Сергеевско-Демского грабена, получили развитие Волковско-Луговская и Восточно-Петропавловская зоны девонских горстовидных поднятий, недоизученных в направлении к юго-восточному склону Южно-Татарского свода. Простирание девонских зон горстовидных поднятий также северо-восточное, но отличается большим азимутом отклонения в восточном направлении от меридионального, по сравнению с конседиментационными прогибами. Основная масса высокоамплитудных, но небольших по площади поднятий горстовидного типа, как и шельфовые биогермы верхнефранско-нижнефаменского возраста, служили штампами, над которыми в процессе уплотнения вышележащих отложений, включая нижнепермские, формировались надштамповые локальные структуры, которые, как и сами штампы, контролировали залежи нефти. Корнями положительных структур в осадочном чехле выше верхнефаменских и турнейских отложений были и более крупные и высокоамплитудные рифовые массивы верхнефранско-фаменского и турнейского возрастов. Они выросли в совершенно других литолого-палеогеографических условиях

внутриформационных Актаныш-Чишминской и Инзеро-Усольской палеодепрессий Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов (ККСП), пересекавших Благовещенскую впадину с северо-запада на юго-восток. При наличии карбонатных коллекторов и ангидритовых покрышек в отложениях нижней перми над ними, Южно-Татарский свод со своими склонами и другие тектонические регионы, представляет интерес в отношении выявления новых залежей нефти пластово-сводового или структурно-литологического типов. В восточной половине Благовещенской впадины представляют и ловушки трещинного (жильного) типа [1].

Постседиментационные грабенообразные прогибы (Турбаслинский, Загорский, Охлебнинско-Кармаскалинский, Толбазинский, Кулляровско-Баишевский, Алайгировский, Лобовский и Сабитовский), как и девонские, являются результатом растягивающих напряжений по сбросовым нарушениям, активизированным, соответственно, в после-нижнепермское и пред-пашийское время. Они расположены между Тавтимановско-Уршакским девонским грабенообразным прогибом и западным ограничением Бельской депрессии Предуралья краевого прогиба. Другие, Жилинский, Шмидтовский и Уфимский находятся западнее Тавтимановско-Уршакского. Все постседиментационные грабены имеют близкое простирание с девонскими зонами горстовидных поднятий и к зонам их развития приурочены небольшие залежи нефти от пород терригенного девона вплоть до нижнепермских.

В открытии и изучении разнообразных протяженно-линейных девонских тектонических нарушений и связанных с ними месторождений нефти принимали участие многие геологи и геофизики. Среди них Лисовский Н.Н., Афанасьев В.С., Ключников Н.И., Зубик И.Я., Орлов Ю.А., Антонов А.М., Пастухов А.Г., Хлебников В.Д., Драгунский А.К., Тагиров И.А., Кухаренко Ю. Н., Калинин А.К., Хатьянов Ф.А., Лозин Е.В., Масагутов и другие.

На Богатовском и Искринском месторождениях структурным и поисковым бурением на востоке Благовещенской впадины выявлены мелкие залежи нефти в сакмарском, артинском и кунгурском ярусах нижней перми, а многочисленные ее проявления нефти также установлены при бурении структурных, поисковых и поисково-разведочных скважин на более чем 30 площадях: Алкинской, Балтийской, Бекетовской, Благовещенской, Бузовьязовской, Гумеровской, Гуровской, Десяткинской, Дергачевской, Жуковской, Загорской, Ибрагимовской, Саргаязской, и других. Проявления нефти в сакмарских и артинских отложениях связаны исключительно с карбонатными породами, а в кунгурских, кроме них, в качестве коллекторов, немаловажную роль приобретают и нетрадиционные ангидриты.

В изучение геологии и нефтеносности кунгурских отложений нижней перми Благовещенской впадины и Южно-Татрского свода весомый вклад внесли Ключников Н.И., Лукьянов В.Г., Крылов В.В., Гордеев В.В., Юрганов Ю.М., Смирнов В.А., Федорченко В.А., Ю. А., Ломтев, Иванов Б.А., Шавалиев Г.Ш.,

Абдукаев М.М., Самсонов М.П., Захаров А.П., Масагутов Р.Х, Минкаев В.Н. и другие геологи.

Краткие сведения о методе выделения трещиноватых ангидритов в отложениях кунгурского яруса

Отложения филипповского горизонта, к востоку от северо-восточной части Тавимановско-Уршакского девонского грабенообразного прогиба в Благовещенской впадине, представлен Урманским типом разреза, с чередованием 5 пачек: (снизу вверх): a_1 (ангидритовой), состоящей из двух толстых пластов ангидрита и пласта доломита, разделяющим их; a_2 (оолитово-доломитовой); a_3 (ангидритово-доломитовой) (ангидриты, разделенные в средней части доломитом); a_4 (доломитовой); в нижней ее части залегают доломиты, в верхней, ангидриты; a_5 (ангидритовой), в которых доминирующее значение принадлежит ангидритам с толщинами в несколько десятков метров. В вышележащем иренском горизонте ангидриты участвуют в строении пачки с [2]. На отдельных участках рассматриваемой территории ангидриты трещиноваты и содержат залежи жидкой нефти. Трещины были выделены литолого-петрографическим изучением kernового материала структурных скважин и геофизическими исследованиями в них. Распространение тектонических трещин было изучено методом структурно-геодинамического картирования (СГДК), основанного на замерах эманаций радона и торона в деформируемых покровных отложениях, находящихся в аномально напряженном состоянии при воздействии тектонических нарушений в подстилающих породах, по которым происходило поступление радиоактивного газа [3, 4, 5]. При выборе участков для проведения структурно-геодинамического картирования на востоке (Урманская площадь) и западе (Волковское месторождение) Благовещенской впадины [6,7]. руководствовались двумя факторами: обязательным присутствием проявлений нефти в нижнепермских породах в ранее пробуренных скважинах; развитие трещиноватости и ее отсутствие в приповерхностной части покровных отложениях по данным дешифрирования материалов аэрофотосъемки. СГДК проводилось по следующей схеме. В районах пробуренных скважин с проявлениями нефти, на площадках размером, в основном, 200 * 200 м намечались не менее 6 профиля, расположенных вкост простирания трещиноватости, выделенной при дешифрировании. Забор проб воздуха осуществлялся из шпуров глубиной 0,6-0,7 м из покровных отложений по каждой линии профиля через каждые 5 м при фоновых показаниях. При изменениях значений радиоактивности шаг отбора проб уменьшался до 2,5 м, иногда до 1 м. В отобранных пробах воздуха определялось содержание изотопов радона и торона эманометром «Радон». Полученные значения заносились в таблицы, а затем вводились в компьютер и обрабатывались по соответствующей программе. Полученные компьютерные профили характеризовали изменения концентраций радиоактивных газов. На основе построенных профилей составлялась карта геодинамических зон по каждому участку. На площадях

выделены геодинамические аномалии 1-ой категории, соответствующие участкам разрывных тектонических нарушений и 2-ой категории, соответствующие участкам трещиноватых тектонических зон. Все они в дальнейшем по тексту фигурируют под общим названием аномальные зоны трещиноватости пород (АЗТП).

В других тектонических регионах платформенного Башкортостана, Башкирском своде, Бирской седловине и Салмышской впадине востока Волжско-Камской антеклизы, ангидриты кунгурского яруса обычно плотные и на сегодняшний день проявления нефти в них не выявлено. СГДК на них не проводились. На Южно-Татарском своде, за исключением юго-восточного склона, расположенном восточнее Сергеевско-Демского девонского грабенообразного прогиба, наблюдались признаки нефтеносности.

На рассматриваемой территории наибольшее количество скважин (921) с проявлениями нефти отмечено в отложениях филипповского горизонта кунгура, из них в 164 скважинах в жидком виде. По пачкам распределение скважин с жидкой нефтью выглядит следующим образом. В пачке a_1 75, пачке a_2 - 58, пачке a_3 - 11, пачке a_4 - 14 и пачке a_5 - 36. Во многих скважинах пачки сложены ангидритами. Как показывают визуальные и микроскопические исследования керн и геофизическое изучение в скважинах, пустотное пространство в них связано с трещинами, возникшими при формировании постседиментационных грабенообразных прогибов и новейших тектонических напряжений после диагенеза пород. На Тавтимановской площади пачка a_1 в скважинах 11, 13, 45, 67, 79, 80, 82, 83, 91, 94 и 99 визуальна представлена трещиноватыми ангидритами, по трещинам наблюдается нефть. Пачка a_3 также сложена трещиноватыми ангидритами в скважинах 11, 12, 24, 31, 45, 54, 61, 80, по трещинам нефть. Максимальная толщина с признаками нефти отмечена в скважине 80, в которой она составляет 7,65 м. В пачке a_4 признаки нефти из трещиноватых ангидритов зафиксированы в 14 скважинах: 12, 15, 16, 20, 24, 31, 45, 46, 54, 61, 63, 79, 80, 201. Наибольшая толщина трещиноватых ангидритов выделена в скважине 80. В скважине 24 с глубины 211,8 м на поверхность выходила нефть во время циркуляции промывочной жидкости. В пачке a_5 нефтеносность в трещиноватых ангидритах выявлена в скважинах 13, 21, 45, 62 и 63. Наибольшие толщины пачки с проявлениями нефти выделены по данным скважин 13, 62 и 63, в которых изменяется от 15 до 24, 9 м. Во всех перечисленных пачках скважин, за исключением скважины 63, трещины в основном, вертикальные. В скважине 63 - извилистые. Так, по первичному описанию ангидрит, поднятый из верхней части пласта a_1 из поисковой скважины 30 Урман, голубовато-серый, плотный, крепкий, с примесью темного глинистого материала. При изучении под оптическим микроскопом шлифов ангидрит мелкозернистый, состоит на 95 % из одноименных зерен и на 5 % из глинистого материала. Зерна бесцветного ангидрита неправильной формы, с размерами 0,02-0,2 мм, беспорядочно расположены по отношению друг к другу. Участками зерна

ангидрита игольчатой формы образуют радиально-лучистые сростки. В породе наблюдаются включения темного глинистого материала, вертикальные и горизонтальные трещины, на стенках которых присутствует нефть. Вертикальные и горизонтальные трещины также выявлены при описании ангидрита с прослойками слабо пористого доломита, извлеченного в структурной скважине 208 Нагаевской площади (интервал 231,8-239,8 м, вынос керна 1,5 м). Пустоты в ангидрите и в доломите заполнены нефтью. Ангидрит, извлеченный с глубины 187 м в структурной скважине 378 Кармаскалинской площади, имеет сланцеватую текстуру. По трещинам наблюдается глинистый материал и доломит, пропитанный по кавернам нефтью.

Ниже приведены примеры скважин, в которых до проведения СГДК при бурении и испытании из трещиноватых ангидритов были получены притоки нефти. Учитывая небольшие глубины, с которых они были получены (от менее 100 метров до 300-400 м), притоки можно отнести к промышленным.

Примеры нефтеносности кунгурских ангидритов в некоторых структурных скважинах площадей востока впадины до проведения СГДК.

На Тавтимановской площади, как отмечено выше, трещиноватость ангидритов отмечена в 4-х пачках. В качестве примера проявлений нефти приводятся данные по пачке а₁ отмеченных в 20 скважинах (11, 13, 45, 67, 79, 80, 82, 83, 91, 94, 99 и др.). В скважинах 82 и 91 нефть проявлялась в виде капель и пленки в промывочной жидкости при ее вскрытии бурением. В скважине 94 при испытании через 3-х дюймовую обсадную колонну из пачки а₁ периодически поступала нефть дебитом 1,45 м³/сут., а в скважине 99 первоначальный дебит составил 4,5 м³/сут, который через месяц снизился до 2,2 м³/сут. Плотность нефти скважин 91, 94 и 99 в поверхностных условиях колеблется от 871 до 895 кг/м³. В этой пачке проявления нефти отмечены в 9 скважинах, по некоторым из них приведены интервалы, в которых они отмечались. Так, по трещинам жидкая нефть в скважине 1 наблюдалась в керне из интервалов 56,5-57,5 м (выход керна 1,5 м) и 79,0-84,8 м (выход керна 1,5 м.). Густая черная нефть по вертикальным трещинам ангидрита отмечена в интервалах 63,0-64,5 м, 70,0-72,0 м и 72,0-83,9 м в разрезе скважины 13. Выход керна из них, составил, соответственно, 1,0 м, 2,0 м 7,9 м. В целом, в скважине 13 трещиноватые разности пород, в том числе с проявлениями нефти, встречались и ниже до глубины 544,5 м, что указывает на большую протяженность трещин по вертикали.

На Иглинской площади при бурении скважины 224 из ангидритов филипповского яруса с глубины 346 м в промывочной жидкости появилась пленка нефти. Она наблюдалась до глубины 1797 м. При испытании интервала 320-360 м ИПТ в процессе бурения за 114 минут стояния на притоке в трубах было поднято 0,111 м³ нефти и 0,139 м³ смеси промывочной жидкости и нефти. По заключению геофизической службы дебит составил 3,3 м³/сут. Плотность полученной нефти 889,9 кг/м³, содержание серы 1,0%. При исследовании в

скважине 228 аналогичной породы, залегающей в интервале 340,0-385,0 за 96 минут стояния на притоке получено 0,09 м³ нефти и 0,232 м³ технической воды с каплями нефти. Общий дебит полученной жидкости составил 4,9 м³ /сут. Пластовое давление, замеренное на глубине 357 м, 4,2 Мпа, что на 17 % выше гидростатического. В скважине 230 отдельные обломки ангидрита в шламе, вынесенного из интервала 390,0-410 м, окрашены нефтью. При отработке интервала 354,0-402,0 м ИПТ за 132 минуты притока получено 0.028 м³ нефти (0,3 м³/сут). По диаграммам кривых восстановления давления, пласт проницаемый, но ее нижняя часть загрязнена.

Загорская площадь. Трещиноватые ангидриты в средней и верхней частях пачек а₁ и а₂ в 5 структурных скважинах (5962, , 5998, 6032, 6039 и 6040) проявили себя в процессе бурения пленками нефти в промывочной жидкости, а в скважине 5973 перелив нефти через устье скважины составил 2 м³/сут. При испытании в процессе бурения трещиноватых ангидритов в интервале 269-271 м скважины 6039 получен дебит нефти 4,3 м³/сут. Все отмеченные скважины после завершения бурения были ликвидированы. Скважина 6032, через 21 год была восстановлена и после проведения в ней операций по торпедированию и гидроразрыву ангидритов, дебит нефти составил 1,6 м³/сут.

Бузовьязовская площадь. В пачке а₄ признаки нефтеносности на отмечены в 26 скважинах. Наиболее значительные нефтепроявления отмечены в структурных скв. 301, 317, 326 и приурочены они к трещиноватым ангидритам. В скважинах испытания не проводились.

Урманская площадь. Из пачки а₅ при бурении структурной скважины 3240 с глубины 365 м на поверхности промывочной жидкости появилась пленка нефти. При испытании интервала 328-373 м за 30 мин получено 280 литров пластовой воды и 12 л нефти. Пересчетный дебит жидкости составил 14 м³/сут, из них нефти 5 %.

Юрмашская площадь. В структурной скважине 3064 пленка нефти проявилась с глубины 394 м. Расчетный дебит нефти, полученный из интервала 350- 397 м при работе ИПТ, составил 3,8 м³/сут. Колонна в скважину не спускалась.

Саргазская площадь. В процессе бурения структурной скважины 494 с глубины 365 м начался перелив нефти через устье дебитом 10 литров в минуту. При пересчете на 24 часа дебит перелива равен 14,4 м³/сут.

Результаты испытания ангидритов кунгурского яруса в оценочных скважинах, пробуренных без учета и с учетом данных СГДК. С целью сопоставления результатов бурения на нефть в трещиноватых зонах и за их пределами, на Урманской площади в 1995-1998 годах было пробурено 20 оценочных скважин с полным вскрытием отложений артинского возраста нижнего отдела перми. Из них в 4 скважинах, 4, 19, 33 и 35, проявлений нефти не было обнаружено. Проявления нефти различной интенсивности были выявлены в 16 скважинах. в том числе в карбонатах артинского яруса в 2

скважинах, 32, и 38, в ангидритах филипповского горизонта в 12 скважинах (2, 5, 8, 9, 10, 12, 16, 17, 29, 30, 31, 37), в ангидритах и карбонатах иренского горизонта в скважинах 15 и 21, соответственно. Местоположение бурения каждой из них выбиралось вблизи ранее пробуренных структурных скважин, в которых были получены притоки нефти, от менее 1 м³/сут до 4 и более м³/сут. Ниже приводится краткая характеристика выявленных проявлений в ангидритах филипповского и иренского горизонтов кунгурского яруса в ближайших структурных скважинах и результаты испытания в оценочных скважинах.

Оценочная скважина 2. Пробурена тремя близко расположенными стволами на расстоянии 98 м от структурной скважины 5973 Загорской площади, в которой с глубины 398 м из трещиноватых ангидритов пачки а₁ происходил перелив нефти через устье дебитом 2 м³. Лишь в одном стволе после торпедирования интервала 397-399 м на промывочной жидкости появилась пленка нефти. ИПТ в этом стволе изучен на приточность интервал 345-430 м, за 135 минут стояние на притоке получен очень слабый приток жидкости, состоящей из 0,006 м³ нефти и 0,009 м³ фильтрата промывочной жидкости. Пластовое давление, замеренное на глубине 383 м, составило 3,47 МПа, что ниже гидростатического. Таким образом, в одном стволе скважины 2 был выявлен незначительный приток нефти, а в двух отсутствовал полностью.

Оценочная скважина 4 пробурена в АЗТП на расстоянии 10 м от структурной скважины 347 Саргаязской площади, в которой при бурении с глубины 415 наблюдалась пленка нефти в промывочной жидкости. В скважине 4 из пласта а₁ никакой жидкости не получено даже после торпедирования и попытки проведения гидроразрыва при давлении 15 Мпа. Трещиноватая зона не подтвердилась.

Оценочная скважина 5, расположенная на расстояние 300 м от 3-х изолированных друг от друга небольших по площади зон разуплотнения, предположительно пробурена около устья структурной скважины 3284 Урман (репер, закрепленный при ее ликвидации на устье, не был найден). При испытании структурной скважины в процессе бурения трещиноватых ангидритов, залегающих в интервале 391-418 м, был получен приток нефти дебитом 12, 0 м³/сут. В самой же скважине 5 с глубины 414 м при бурении на поверхности промывочной жидкости сначала появилась слабая пленка нефти, которая с глубины стала обильной. При испытании ИПТ интервала 400-454 за 189 минут получено 0,004 м³ нефти и 0,04 м³ фильтрата. Пересчетный дебит 0,129 м³/сут. Пластовое давление, замеренное на глубине 429 м, равно 6.12 Мпа, что почти в полтора раза превышает гидростатическое.

Оценочная скважина 8 также пробурена вне зоны трещиноватости на расстоянии 10 м от устья структурной скважины 3272 Урман, в которой при осуществлении через 25 лет ликвидационных работ, проявилась пленка нефти. В оценочной скважине с глубины 400 м при бурении на промывочной жидкости наблюдались редкие

капли нефти из пачки a_1 . При испытании интервала 395-435 за 195 мин стояния на притоке, поступление пластового флюида в скважину не наблюдалось.

Оценочная скважина 9, находится в 50 м от трещиноватой зоны и в 60 м от структурной скважины 99 Тавтимановской площади, в которой с глубины 352 м наблюдался перелив нефти через устье скважины с дебитом от 2,2 до 4,5 м³/сут, признаков нефти при бурении и работе ИПТ не было обнаружено. В скважине 9 после окончания бурения было проведено торпедирование интервала, 347-349 м, а затем ИПТ был испытан интервал 344-363 м. За 246 минут испытания получено 0,014 м³ и 0,016 м³ фильтрата. После взрыва торпеды на глубине 354,3-356,3 м осуществили испытание интервала 342-387 м и за 261 минуту получили меньшее количество жидкости при сравнении с результатом первого испытания, 0,0095 м³ нефти и 0,012 м³ фильтрата.

В *оценочных скважинах 10 и 12*, расположенных вне АЗТП, полученные притоки нефти меньше 1 м³/сут.

Оценочная скважина 15 находится в 50 м к западу от АЗТП и пробурена на расстоянии 12 м от устья структурной скважины 3350 Урман, в которой из пачки a_1 получен приток нефти 3,2 м³/сут. Признаков нефти в этой пачке при бурении не отмечено, и она не испытывалась. Но, при бурении скважины 15 с глубины 142 м (иренский горизонт, пачка **в**) была отмечена пленка нефти в промывочной жидкости. По результатам ИПТ интервала, который включал в себя участок с проявлением нефти, проницаемость не имеется, и он оказался без приточным.

Оценочная скважина 16 находится около устья ранее пробуренной структурной скважины 6039 Загорской площади, оказавшейся по результатам позже проведенного СГДК в АЗТП, из которой при испытании интервала 268-290 м приток нефти составил 4,3 м³/сут. Следует добавить, что в скважине 6039 при бурении с глубины 276 м на поверхности промывочной жидкости наблюдалась пленка нефти. В скважине 16 с этой глубины проявление нефти отсутствовало. Испытание интервала 275-290 м, после торпедирования интервала 279-281 м, оказалось безрезультативным.

Оценочная скважина 17. Она пробурена в АЗТП на расстоянии 39 м от структурной скважины 3231 Урман, в которой ранее из ангидритов пачки a_1 был получен приток нефти 0,95 м³/сут. В ней при вскрытии бурением аналогичных ангидритов с глубины 326 м также появилась пленка нефти в промывочной технической воде. В открытом стволе скважины при исследовании ИПТ интервала 370-385 м получен приток безводной нефти с пересчетным дебитом 5,4 м³/сут. После спуска эксплуатационной колонны на глубину 321 м из открытого ствола скважины (инт. 321-425 м) получена нефть дебитом 6,4 т/сут. Пластовое давление в скважине, замеренное на глубине 360 м при закрытом устье скважины, составило 5,84 Мпа. Коэффициент аномальности давления составил 1,59. Акустическим каротажем в ангидритах установлены два

работающих трещиноватых интервала, из которых в скважину поступала нефть (рис. 1).

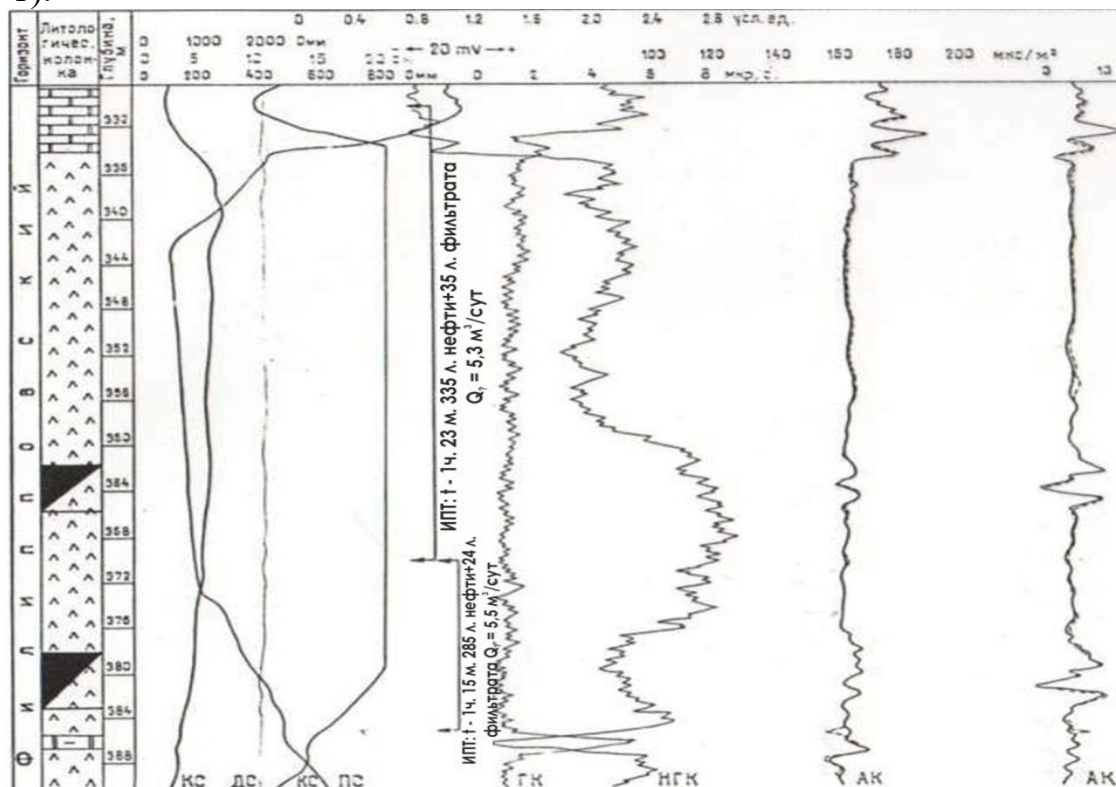


Рисунок 1 – Пример выделения трещиноватых ангидритов по акустическому каротажу (две правые кривые) в скважине 17 Урман.

Оценочная скважина 19 пробурена в очень слабо выраженной трещиноватой зоне по СГДК на расстоянии 10 м от устья структурной скважины 3064 Юрмашской площади, в которой ИПТ получен приток нефти дебитом 3,8 м³/сут. В скважине 19 признаков нефти при бурении и работе ИПТ не выявлено.

Интересные результаты получены в оценочной скважине 21, которая тоже пробурена в зоне распространения АЗТП, удаленной на 10 м от ранее пробуренной структурной скважины 3280 Урманской площади, в которой ИПТ в открытом стволе филипповского горизонта был получен приток нефти дебитом 1,27 м³/сут. Расстояние между ними 10 м. В скважине 21 Урман при бурении с глубины 116 м (иренский горизонт) начался перелив нефти плотностью 893,0 кг/м³ через устье дебитом 3,5 м³/сут. После углубления скважины до глубины 118 м провели испытание интервала 102-118 м и получили приток нефти дебитом 3,36 м³/сутки с динамического уровня 85 м. После закрытия устья скважины пластовое давление, замеренное на глубине 98 м, составило 2,45 Мпа, что на 1,63 раза больше гидростатического. После проведенного испытания скважина не углублялась и поэтому остались неизвестными сведения о наличии или отсутствии трещин в ангидрите, соответствующего интервалу залегания продуктивного пласта в скважине 3280. На рисунке 2 приведен фрагмент

геолого-геофизического разреза оценочной скважины 21 Урман и интервал испытания ангидритов.

Оценочная скважина 29 находится в 30 м к востоку от АЗТП и на расстоянии 10 м от структурной скважины 5962 Загорской площади, в которой при бурении с глубины 335 появилась пленка нефти. В скважине 29 капли нефти появились в промывочной жидкости несколько выше, с глубины 323 м. При испытании в открытом стволе интервала 310-330 м за 246 м получено 0,005 м³ нефти и 0.0025 м³ технической воды. После проведенного торпедирования на глубине 323 м ИПТ установлен приток нефти плотностью 891,6 кг/м³ дебитом 0,2 м³/сут при уровне жидкости в скважине 271 м. Приток нефти увеличился до 0,74 м³ / сут после проведенного гидроразрыва при давлении 15 МПа и намыва 1,7 т тонны песка в расширившиеся трещины. Пластовое давление после всех процедур по увеличению дебита составило 4,69 Мпа, замеренное на глубине 320 м и превышает гидростатическое на 43 %.

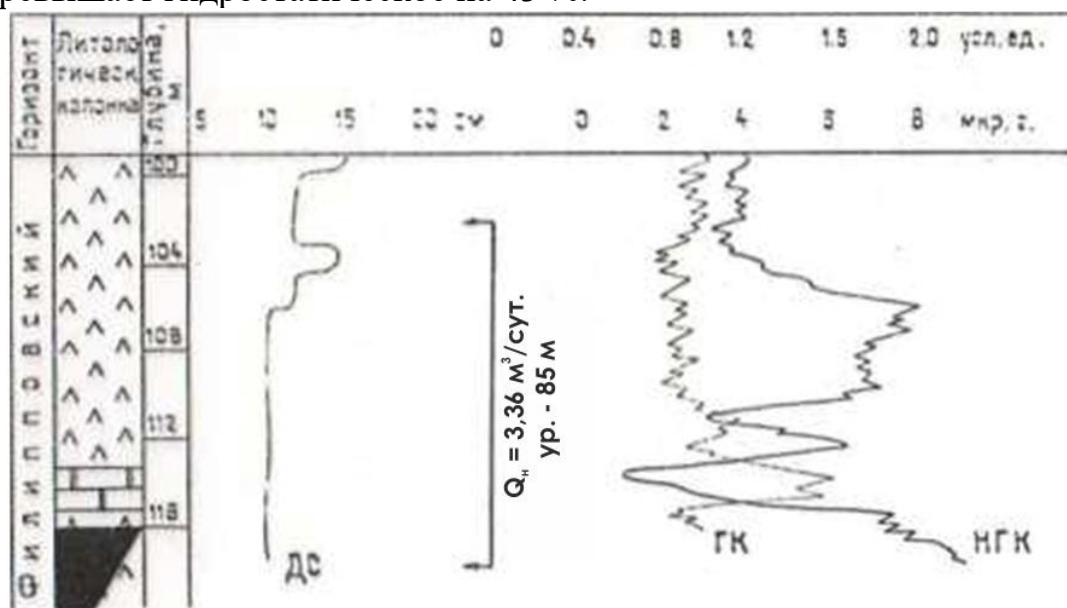


Рисунок 2 – Фрагмент геолого-геофизического разреза филипповского горизонта поисковой скважины 21 Урман. Черным цветом показан интервал залегания залежи нефти в трещиноватых ангидритах.

Оценочная скважина 30. В процессе бурения из этих ангидритов с глубины 364 м в промывочной жидкости (технической воде) появилась пленка нефти, а с глубины 400 м нефть стала переливать через устье скважины с дебитом 6 м³/сут. Плотность и вязкость поверхностной нефти, замеренные при 20⁰С составили, соответственно, 887,8 кг/м³ и 34,8 Мпа*сек. Содержание серы 3,05%. После завершения ее бурения испытателем пластов на трубах из интервала 370 – 410 м получен приток нефти дебитом 19,2 м³/сут. После спуска эксплуатационной колонны и перфорации этого интервала получен фонтанный приток нефти первоначальным дебитом 10,9 м³/сут при давлении на устье скважины в 1,63

МПа. Давление, замеренное глубинным манометром, установленным на глубине 350 м, оказалось равным 5,1 МПа. Во время эксплуатации скважины дебит нефти постепенно уменьшался и в продукции появилась вода. За все время разработки залежи скважиной 30 Урман было извлечено около 10 тыс. т нефти и столько же кубометров пластовой воды, вероятно, из нижележащих отложений.

Оценочная скважина 31. Располагается на расстоянии 50 м к северо-востоку от АЗТП и 10 м от структурной скважины 338 Саргазской площади, в которой из ангидритов пачки a_1 был получен ИПТ приток нефти дебитом 3,3 м³/сут. В скважине 31 при бурении, с глубины 393 м, из трещиноватых ангидритов пачки появилась пленка нефти в промывочной жидкости. За 250 минут работы ИПТ из интервала 370-427 м получено 0,02 м³ нефти и столько же фильтра. Из пачки a_5 на Урманской площади при бурении структурной скважины 3240 с глубины 365 м на поверхности промывочной жидкости появилась пленка нефти. При испытании интервала 328-373 м за 30 мин получено 280 литров пластовой (?) воды и 12 л нефти. Пересчетный дебит жидкости составил 14 м³/сут, из них нефти 5%.

Оценочная скважина 37. Она, как и ранее пробуренная структурная 494 Саргазской площади была пробурена в зоне разуплотнения пород. Расстояние между ними 10 м В процессе бурения структурной скважины 494 Саргазской площади с глубины 365 м начался перелив нефти через ее устье дебитом 10 литров в минуту или 14,4 м³/сут. По завершению бурения структурная скважина была ликвидирована без спуска эксплуатационной колонны и испытания. В оценочной скважине 37 при бурении практически с той же глубины (366 м), что и в скважине 494, появилась пленка нефти, дебит которой равнялся 0,7-0,9 м³/сут. До окончания бурением интервал 350-379 м кунгурских отложений был испытан при помощи ИПТ. За 318 минут стояния на притоке получено нефти 0,278 м³ или 1,29 м³/сут в пересчетном варианте. После спуска эксплуатационной колонны и консервации в течение 6 месяцев скважина была вновь испытана. Приток нефти составил 0,3 м³ /сут. Для интенсификации притока первоначально было проведено торпедирование интервала 362-364 м, но оно не привело к увеличению дебита. Небольшое увеличение дебита (до 0,65 м³ /сут) было достигнуто после применения гидроразрыва. Предполагается, что уменьшение дебита скважины 37 при сравнении с результатом, полученным в скважине 494, связано с отсутствием в испытанном интервале горизонтальных трещин, связывающих все вертикальные трещины в единую гидродинамическую систему.

Опыт проведения оценочного бурения в АЗТП показывает, что они, выделенные по данным СГДК, не всегда достоверны. Также можно отметить, что за пределами АЗТП трещиноватость в ангидритах присутствует, но их роль в формировании скоплений нефти, из которых можно получить промышленные дебиты, крайне незначительна.

Нефтеносность нижнепермских отложений в структурах облекания высокоамплитудных рифовых массивов ККСП.

В Благовещенской впадине известны пять высокоамплитудных рифовых массивов, Шакшинский, Волковский, Гуровский, Табулдакский и Ново-Узыбашевский. Они, за исключением Шакшинского, расположены над девонскими зонами горстовидных поднятий: Гуровский, Волковский и Табулдакский рифы над Волковско-Гуровской горстовидной зоной, а Ново-Узыбашевский риф над Восточно-Петропавловской в северо-западной половине впадины. Шакшинский рифовый массив находится между Сергеевско-Демским и Тавтимановско-Уршакским девонскими грабенообразными прогибами в юго-восточной половине впадины. По нему неизвестно, есть ли под ним горст или нет, так как терригенный девон на этом участке скважинами не вскрывался, а сейсморазведочные работы не проводились. Во всех облекающих их нижнепермских структурах по каменному материалу в артинско-кунгурских отложениях наблюдались признаки нефтеносности. В качестве примера наличия признаков приведен Волковский риф, состоящий из двух вершин. По западному крылу и сводовой части западной вершины построена структурная карта по подошве кунгурского яруса. На нее нанесен фрагмент Волковско-Гуровской зоны девонских поднятий, выделенной сейсморазведочными работами МОГТ-2 и подтвержденной бурением поисковых и разведочных скважин Сергеевской площади. Также показаны криволинейные трассы АЗТП субмеридионального простирания, выделенных по СГДК, а ниже значков пробуренных скважин указаны названия стратиграфических подразделений и толщины выявленных в них проявлений нефти в шламе выбуренной карбонатной породы, представленной, преимущественно, доломитами (рис. 3). Наибольшими суммарными толщинами нефтеносности в артинском ярусе, филипповском и иренском горизонтах кунгурского яруса, выделяются три скважины, две из них пробурены на северном замыкании купола (скважины 54 и 51), одна в присводовой ее части (скважина 53). В этих скважинах суммарная толщина составляют 145 м, 85 м и 122 м, соответственно. Нефтеносность в виде равномерной или неравномерной пропитки карбонатов артинского яруса, отмечена во всех глубоких скважинах. Она полностью отсутствует в филипповском и иренском горизонтах кунгура в скважинах 42 и 44. Наиболее высокая глубина начала проявлений признаков нефти (142 м) отмечена в скважине 53, а наиболее низкая (348 м) в скважине 45. В скважине 26 при бурении интервала 230-260 м филипповского горизонта в желобной системе наблюдалась пленка нефти. Значительный этаж проявлений нефти на рассмотренном куполе Волковской органогенной постройки объясняется наличием нескольких АЗТП, по которым обеспечивалось поступление нефти из нижележащих отложений в коллекторах нижней перми.

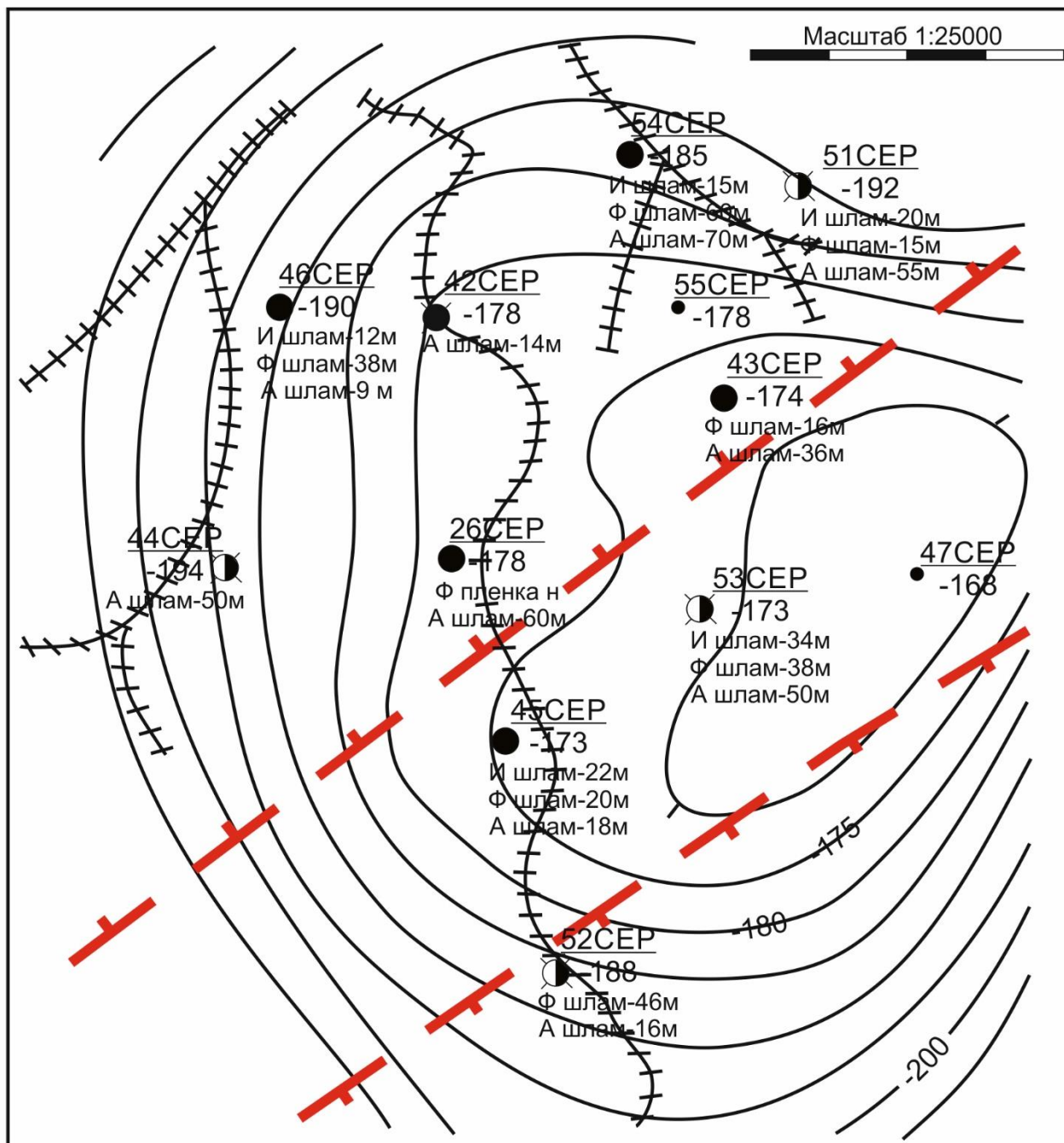


Рисунок 3. Фрагмент структурной карты по подошве кунгурского яруса западного купола Волковской структуры

Условные обозначения

- | | | | |
|----------|---|----------------------------|--|
| ● 52СЕР | Номер скважины, площадь | Нефтепроявления | |
| ● -188 | абс. отметка подошвы кунгурского яруса | И - иреньского горизонта | |
| ● | нефтяная по отложениям девона и карбона | Ф - филиповского горизонта | |
| ● | структурная | А - артинского яруса | |
| ⊙ | ликвидированная после бурения | С - сакмарского яруса | |
| ⊙ | нефтяная, ликвидированная | | |
| —+—+—+— | Аномальные зоны трещиноватых пород (АЗТП) по данным СГДК | | Волковско-Гуровская зона девонских горстовидных поднятий |
| — -200 — | изогипсы проведенные по подошве кунгурского яруса через 5 м | | |

ВЫВОДЫ:

1. Ангидриты филипповского и иренского горизонтов на востоке Благовещенской площади затронуты трещиноватостью [8], которая часто группируется в узкие, не превышающие первых метров полосы. Протяженность их пока не установлена, но можно предположить, что она коррелируется с длиной тектонических нарушений. В подтверждение этого свидетельствуют результаты по накопленной добыче оценочной скважиной 30 Урман.

2. В большинстве случаев трещины, выделенные по литолого-петрографическому изучению кернового материала, вертикальные, наряду с ними имеются горизонтальные, наклонные и извилистые. Трещины распространены не только в ангидритах, но и в карбонатах.

3. Проведенный анализ полученных результатов испытаний скважин позволяет сделать вывод, что при отсутствии или слабом развитии горизонтальных или наклонных трещин в породе, обеспечивающих гидродинамическую связь между всеми вертикальными трещинами, притоки пластовых флюидов будут незначительными или будут быстро снижаться.

4. Для уточнения направления трещин необходимо проводить замеры наклономером в новых скважинах. В создании разнонаправленных трещин, обеспечивающих лучший дренаж пласта, требуется повышение давление разрыва породы свыше 15 МПа, которое по техническим причинам не превышалось при проведении гидроразрыва в оценочных скважинах.

5. Для повышения достоверности выделяемых АЗТП по данным замеров радона и торона необходимо применять более современные приборы, обеспечивающих более высокую точность, по сравнению с примененной.

6.. С учетом выполнения рекомендаций по повышению достоверности выделения АЗТП и увеличения производительности скважин из них, предлагается провести на Тавтимановском месторождении и западном куполе Волковского месторождения работы по испытанию не глубоко залегающих нижнепермских отложений в скважинах ликвидированного и простаивающего фонда, а также намеченных к ликвидации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Масагутов Р.Х. О возможности выявления неантиклинальных ловушек в палеозойском осадочном чехле. Известия АН Каз. ССР. Серия геологическая, 1989. № 2. С. 21-26.
2. Иванов Б.А., Игумнов Н.К., Крылова Л.И. Стратиграфия и литология пермских и верхнекаменноугольных отложений на территории деятельности Бирской ГПК. Текст отчета, 1980, 39 с. ВГФ. Москва.
3. Горбушина Л.В., Рябоштан Ю.С. // Эманионный метод индикации геодинамических процессов при инженерно-геологических изысканиях // Советская геология. 1975. № 4. С. 48 – 50

4. Уткин В.И., Юрков А.К. Радон как индикатор геодинамических процессов // Геология и геофизика. 2010. Т.51, №2. С.277-286.
5. Удоратин В.В., Езимова Ю.Е., Магомедова А. Ш. Методика измерений объемной активности радона для платформенных областей // Физика Земли. 2020. №4. С.132-143.
6. Федорченко В.А. Структурно-геодинамическое картирование на Осиновском участке. Отчет о результатах съемочных работ масштаба 1:10000, проведенных по методике СГДК в 1991 г. Фонды Бирской ГПК. Текст отчета, 1992. 50 с.
7. Ломтев Ю.И. Обработка методики структурно-геодинамического картирования с целью подготовки объектов для поискового бурения на Благовещенской впадине (Иглинский, Уфимский районы). Фонды Бирской ГПК. Текст отчета, 2003 г. 31 с.
8. Масагутов Р.Х., Амельченко Н.Б., Ломтев Ю.И., Федорченко В.А. Перспективы нефтеносности нижнепермских отложений восточной части Благовещенской впадины. Материалы 111 Республиканской конференции Геология и полезные ископаемые Республики Башкортостан, проблемы и перспективы освоения минерально-сырьевой базы. Уфа. 1999. С. 201-203.

REFERENCES:

1. Masagutov R.Kh. On the Possibility of Detecting Non-Anticline Traps in the Paleozoic Sedimentary Cover. Bulletin of the Academy of Sciences of the Kazakh SSR. Geological Series, 1989. No. 2. pp. 21-26.
2. Ivanov B.A., Igumnov N.K., Krylova L.I. Stratigraphy and Lithology of Permian and Upper Carboniferous Deposits in the Activity Area of the Birska Geological and Processing Plant. Report Text, 1980, 39 p. VGF. Moscow.
3. Gorbushina L.V., Ryaboshtan Yu.S. // Emanation Method for Indicating Geodynamic Processes in Engineering-Geological Surveys // Sovetskaya Geologiya. 1975. No. 4. pp. 48-50.
4. Utkin V.I., Yurkov A.K. Radon as an indicator of geodynamic processes // Geology and Geophysics. 2010. Vol. 51, No. 2, pp. 277-286.
5. Udoratin V.V., Ezimova Yu.E., Magomedova A.Sh. Methodology for measuring radon volumetric activity for platform regions // Physics of the Earth. 2020. No. 4, pp. 132-143.
6. Fedorchenko V.A. Structural and geodynamic mapping at the Osinovsky site. Report on the results of survey work at a scale of 1:10,000, carried out according to the SGDK methodology in 1991. Collections of the Birska GPC. Text of the report, 1992. 50 p.
7. Lomtev Yu.I. Processing of the Methodology of Structural-Geodynamic Mapping for the Purpose of Preparing Objects for Exploratory Drilling in the

Blagoveshchensk Depression (Iglinsky, Ufimsky Districts). Collections of the Birska Geological and Mineral Processing Plant. Report Text, 2003, 31 p.

8. Masagutov R.Kh., Amelchenko N.B., Lomtev Yu.I., Fedorchenko V.A. Oil Prospects of the Lower Permian Deposits in the Eastern Part of the Blagoveshchensk Depression. Proceedings of the 111th Republican Conference "Geology and Mineral Resources of the Republic of Bashkortostan, Problems and Prospects of Development of the Mineral Resource Base." Ufa. 1999. pp. 201-203.

Сведения об авторах:

Масагутов Рим Хакимович, профессор, доктор геолого-минералогических наук Академия наук Республики Башкортостан. Российская Федерация, г. Уфа, ул. Кирова, 15. ORCID ID: 0000-0003-4610-2793. E-mail: masagutovr@mail.ru

Минкаев Виталий Наэлевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный технический нефтяной университет», г. Уфа, Российская Федерация, г. Уфа, ул. Космонавтов. ORCID ID 0009-0001-6609-7920. E-mail: minvita@mail.ru

Authors' personal details:

Masagutov Rim Khakimovich, Professor, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan, Russian Federation, Ufa, Kirov Street, 15. ORCID ID: 0000-0003-4610-2793. E-mail: masagutovr@mail.ru

Minkaev Vitaly Naelevich, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Department of Geology, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Technical Petroleum University", Ufa, Russian Federation, Ufa, Kosmonavtov Street. ORCID ID 0009-0001-6609-7920. E-mail: minvita@mail.ru

© Масагутов Р. Х., Минкаев В. Н.

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-44-63

УДК 555.98 (574.14)

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЙМАША

© Попков Василий Иванович, Попков Иван Васильевич

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»,

г. Краснодар, Российская федерация

Аннотация. Падающая добыча и снижение ресурсной базы углеводородов в платформенном чехле нефтегазоносных бассейнов делают проблему поисков нефти и газа в глубокозалегающих осадочных комплексах и породах фундамента актуальной и практически значимой задачей. Несмотря на открытие во многих нефтегазоносных регионах мира промышленных скоплений углеводородов в магматических и метаморфических породах, слагающих фундамент осадочных бассейнов, до настоящего времени отсутствуют однозначные решения по ключевым теоретическим проблемам, таким как условия и факторы, контролирующие формирование в них резервуаров нефти и газа. Все это существенно затрудняет и замедляет геологоразведочный процесс в этих перспективных комплексах пород. Решение данных вопросов позволит более целенаправленно вести поисково-разведочные работы на нефть и газ, повысить их эффективность. В последние десятилетия, особенно после открытия крупных скоплений на шельфе Вьетнама, повышенный интерес привлекают гранитоидные интрузивы. В данной работе объектом исследований является Оймашинское нефтяное месторождение, по которому накоплен достаточно обширный геолого-геофизический материал, позволяющий определить закономерности размещения нефти в гранитном массиве. В процессе работы проанализированы материалы полевых геофизических исследований (сейсморазведки, грави- и магниторазведки), геофизических исследований скважин, пластоиспытаний и опробовательских работ в скважинах, данные о коллекторских свойствах пород, составе пластовых флюидов. Рассмотрены факторы, контролирующие формирование емкостных свойств гранитного массива. Полученные результаты могут быть использованы в практике геологоразведочных работ и в других нефтегазоносных регионах.

Ключевые слова: гранитная интрузия, коллектор, резервуар, залежь нефти, перспективы нефтегазоносности.

FEATURES OF THE STRUCTURE AND FORMATION CONDITIONS OF THE OYMASHA DEPOSIT

© Popkov Vasily Ivanovich, Popkov Ivan Vasilyevich

Federal State Budget Educational Institution of Higher Education «Kuban State University», Krasnodar, Russian Federation

Summary. Declining production and a decrease in the hydrocarbon resource base in the platform cover of oil and gas basins make the search for oil and gas in deep-lying sedimentary

³ **Для цитирования:** Попков В.И., Попков И.В. Особенности строения и условия формирования месторождения Оймаша // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2026. № 1. С. 44-63. DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-44-63

complexes and basement rocks an urgent and practically significant task. Despite the discovery of industrial accumulations of hydrocarbons in igneous and metamorphic rocks forming the foundation of sedimentary basins in many oil and gas-bearing regions of the world, there are still no unambiguous solutions to key theoretical problems, such as the conditions and factors controlling the formation of oil and gas reservoirs in them. All this significantly complicates and slows down the exploration process in these promising rock complexes. Solving these issues will allow for more targeted exploration for oil and gas, and increase their efficiency. In recent decades, granitoid intrusions have attracted increased interest, especially after the discovery of large accumulations on the Vietnamese shelf. In this work, the object of research is the Oymashinskoye oil field, which has accumulated quite extensive geological and geophysical material that allows us to determine the patterns of oil placement in the granite massif. In the course of the work, materials from field geophysical studies (seismic, gravity and magnetic exploration), geophysical studies of wells, reservoir testing and testing work in wells, data on the reservoir properties of rocks, and the composition of reservoir fluids were analyzed. The factors controlling the formation of the capacitive properties of the granite massif are considered. The results obtained can be used in the practice of geological exploration in other oil and gas regions.

Keywords: granite intrusion, reservoir, oil Deposit, prospects for oil and gas potential.

Введение. По мере истощения запасов углеводородов в осадочном чехле нефтегазоносных территорий геологоразведочными организациями все больше внимания уделяется вопросам поиска нефти и газа в породах фундамента. Несмотря на то, что в различных нефтегазоносных провинциях мира открыто уже несколько сотен месторождений в магматических и метаморфических породах, в настоящее время нет надежных методик их прогноза и поиска. Методические подходы, применявшиеся при поисках скоплений углеводородов (УВ) в осадочном чехле, здесь не работают, поскольку емкостно-фильтрационные свойства пород фундамента определяются вторичными процессами. Представительный научный материал по известным скоплениям в фундаменте ограничен, опыта поисково-разведочных работ в этом сложно построенном комплексе, мало. Поэтому проблема, рассматриваемая в представленной статье, обладает несомненной актуальностью.

В настоящей работе последовательно и достаточно детально освещена эволюция представлений об условиях и факторах, контролирующих строение нефтяного резервуара в породах фундамента Оймашинского месторождения.

Методы исследований. В основу исследований положен всесторонний анализ геолого-геофизических материалов о строении месторождения Оймаша. Детально изучен керновый материал скважин. Проанализированы материалы полевых геофизических исследований (сейсморазведки, грави- и магниторазведки), геофизических исследований скважин, пластоиспытаний и опробовательских работ в скважинах, данные о коллекторских свойствах пород, составе пластовых флюидов. Рассмотрены факторы, контролирующие формирование емкостных свойств гранитного массива. Проанализированы имеющиеся литературные сведения о нефтегазоносности фундамента других регионов, факторах, контролирующих формирование в нем скоплений УВ.

Опираясь на корректный фактический материал в нашей статье дан критический анализ наиболее распространенных представлений о строении Оймашинского месторождения.

Результаты исследований. Месторождение Оймаша расположено в пределах Песчаномыско-Ракушечной зоны сводовых поднятий, осложняющих южный борт Южно-Мангышлакского прогиба (рис.1). В строении осадочного разреза принимают отложения юрско-неогенового платформенного чехла и доплитного комплекса, представленного здесь терригенной и вулканогенно-карбонатной формациями верхнего и среднего триаса. Фундамент вскрыт скважинами на глубинах 3550-3660 м. Сложен он дислоцированными первично осадочными терригенными породами палеозоя, преобразованными в зеленосланцевой фации регионального метаморфизма, прорванными гранитоидной интрузией каменноугольного возраста. В зоне их контакта отчетливо видны следы термального воздействия магматического расплава на вмещающие отложения. В наиболее эродированных участках фундамента граниты выходят на его поверхность. На породах фундамента развита маломощная площадная кора выветривания [1 - 4].

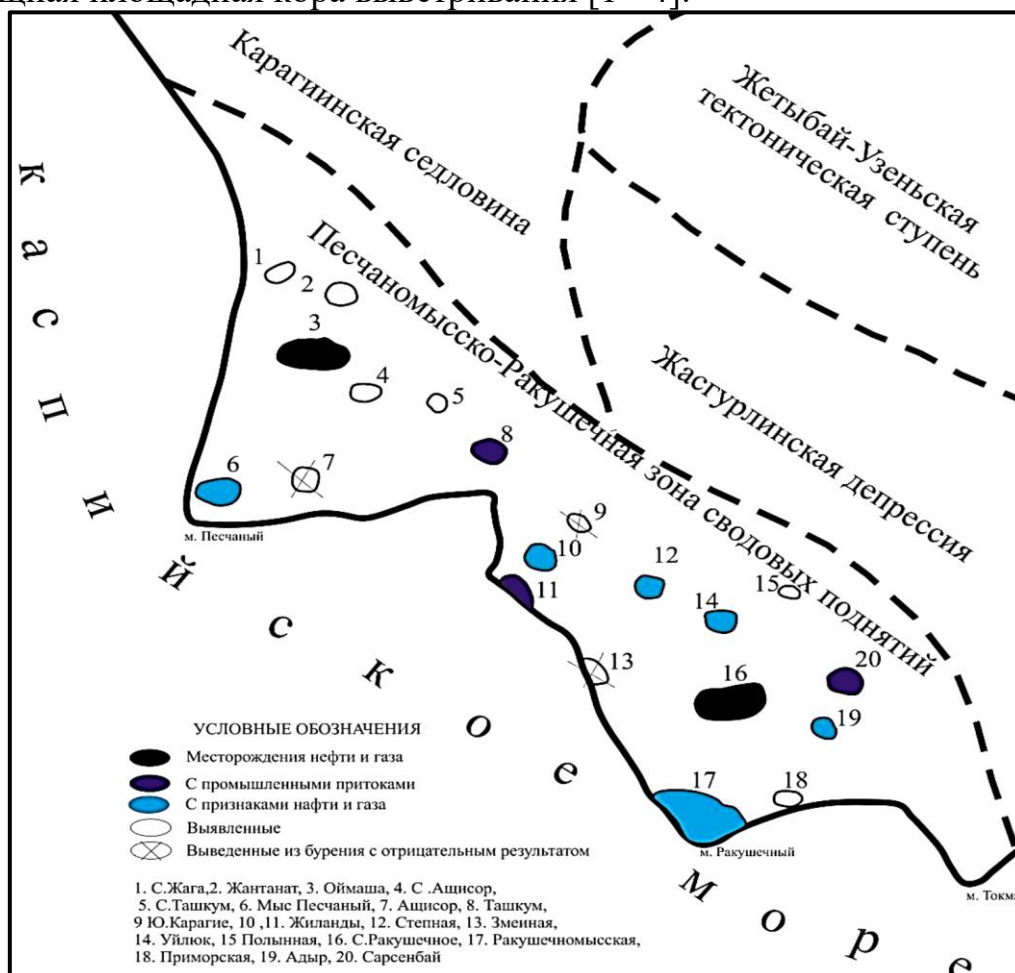


Рисунок 1 – Рис. 1. Обзорная схема района исследований

На выровненной денудационной поверхности фундамента залегают слабодислоцированные отложения среднего триаса. Следы контактового метаморфизма в них отсутствуют. Вверх по разрезу они сменяются терригенной толщей верхнего триаса, перекрытой юрско-неогеновыми отложениями платформенного чехла.

На месторождении установлены газонефтяная залежь в базальном горизонте нижней юры, а также залежи нефти в отложениях среднего триаса и в гранитах фундамента и гранитной интрузии. При этом 80 % запасов содержатся в гранитах. Небольшие притоки нефти были получены и из метаморфических пород фундамента [5].

Представления об особенностях геологического строения и нефтегазоносности Оймашинской площади менялись по мере ее разбуривания [6]. По первоначальным данным сейсморазведочных работ поднятие Оймаша рисовалось в виде брахиантиклинальной складки субширотного простирания с размерами 6,5×2,7 км и амплитудой около 30 м. В соответствии с проектом предусматривалось заложение поисковых скважин, расположенных двумя пересекающимися профилями по традиционной методике, применяющейся для опоискования антиклинальных структур. Бурение проектировалось на триасовые отложения глубиной 4450 м, вскрытие интрузивно-метаморфического комплекса фундамента не предполагалось, так как считалось, что он залегает здесь на значительных глубинах.

Однако первая пробуренная, как предполагалось «сводовая» скважина № 9, под отложениями триаса вошла в метаморфические породы палеозоя, а затем вскрыла граниты. Уже в этой скважине были установлены признаки нефти в гранитах, получены притоки нефти из метаморфических пород при пластоиспытаниях, а из отложений триаса – приток нефти дебитом 250 м³/сут. Пробуренные затем скважины № 10 и 11 на периклиналях поднятия оказались по подошве триасовых отложений гипсометрически выше скважины № 9, но притоков из триаса в них не было получено, а заложенная на северном крыле структуры скважина № 12 дала приток нефти из гранитов дебитом 350 м³/сут. (рис. 2). Таким образом, не обнаружилось сколько-нибудь очевидной связи между гипсометрией нефтеносных горизонтов и продуктивностью скважин. Керновый материал свидетельствовал, что нефть получали из объектов, представленных интенсивно трещиноватыми породами, гидротермально измененными, химически выветрелыми. На этом основании было высказано предположение о приуроченности скоплений нефти к участкам вторичного разуплотнения пород, связанных с зонами разрывных нарушений [7, 8].

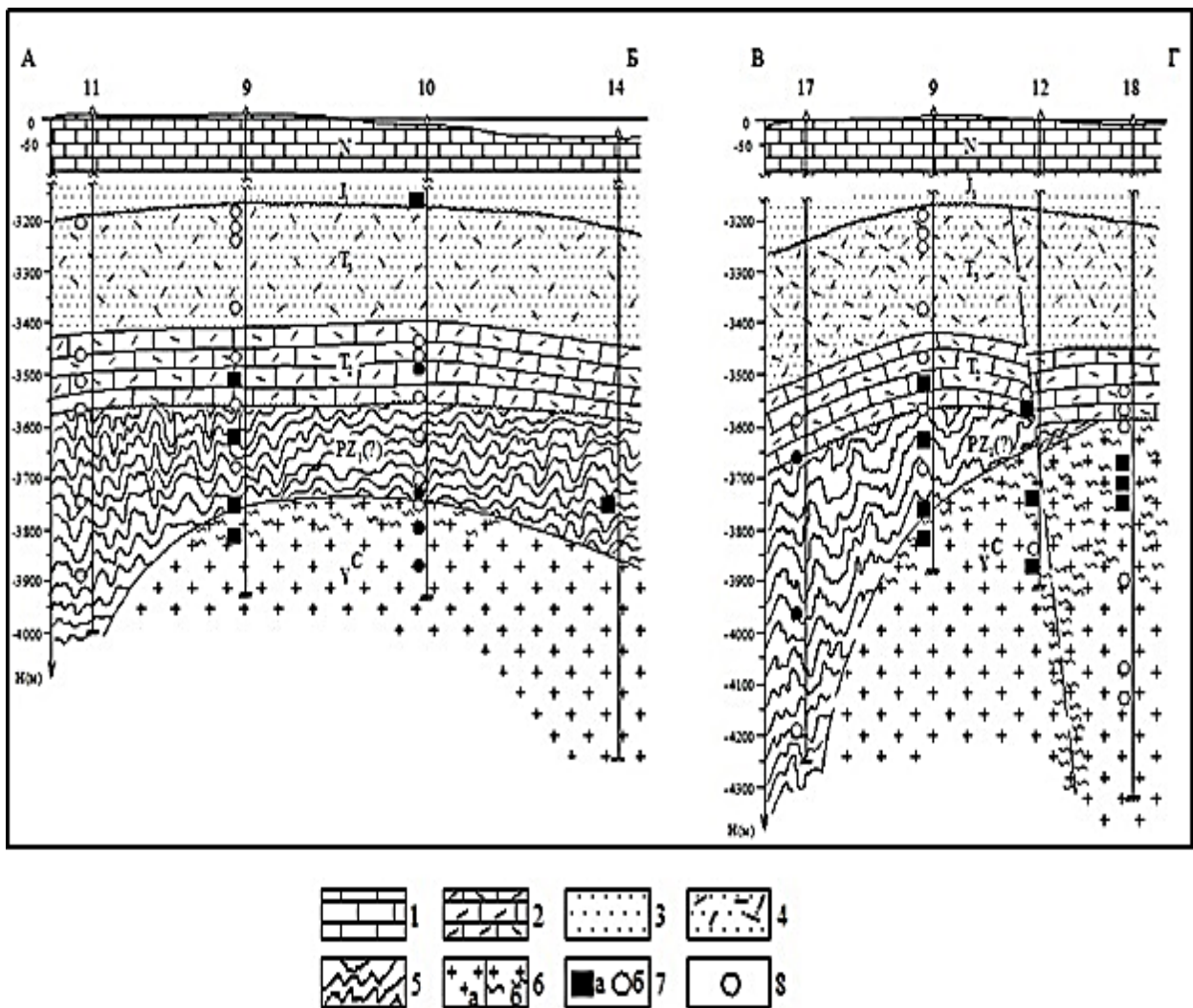


Рисунок 2 – Строение доюрской части разреза месторождения Оймаша [7, 8].

Местоположение разрезов см. на рис. 3

где: отложения: 1 – карбонатные, 2 – вулканогенно-карбонатные, 3 – терригенные, 4 – вулканогенно-терригенные; 5 – метаморфические породы; граниты: а – неизмененные, б – выветрелые; 7 – притоки: а – нефти, б – газа; 8 – притока не получено

Учитывая, что вторичные коллекторы связаны с трещинами и пустотами наиболее поздних генераций, был выполнен морфометрический анализ ландшафта дневной поверхности этой территории [8]. Было установлено, что Оймашинскому участку соответствует морфоаномалия, близкая к кольцевой, которая четко выделяется как на космо- и аэрофотоснимках, так и на топокартах (рис. 3), соответствующая блоку фундамента, имевшему определенную автономию подвижек в новейшее время.

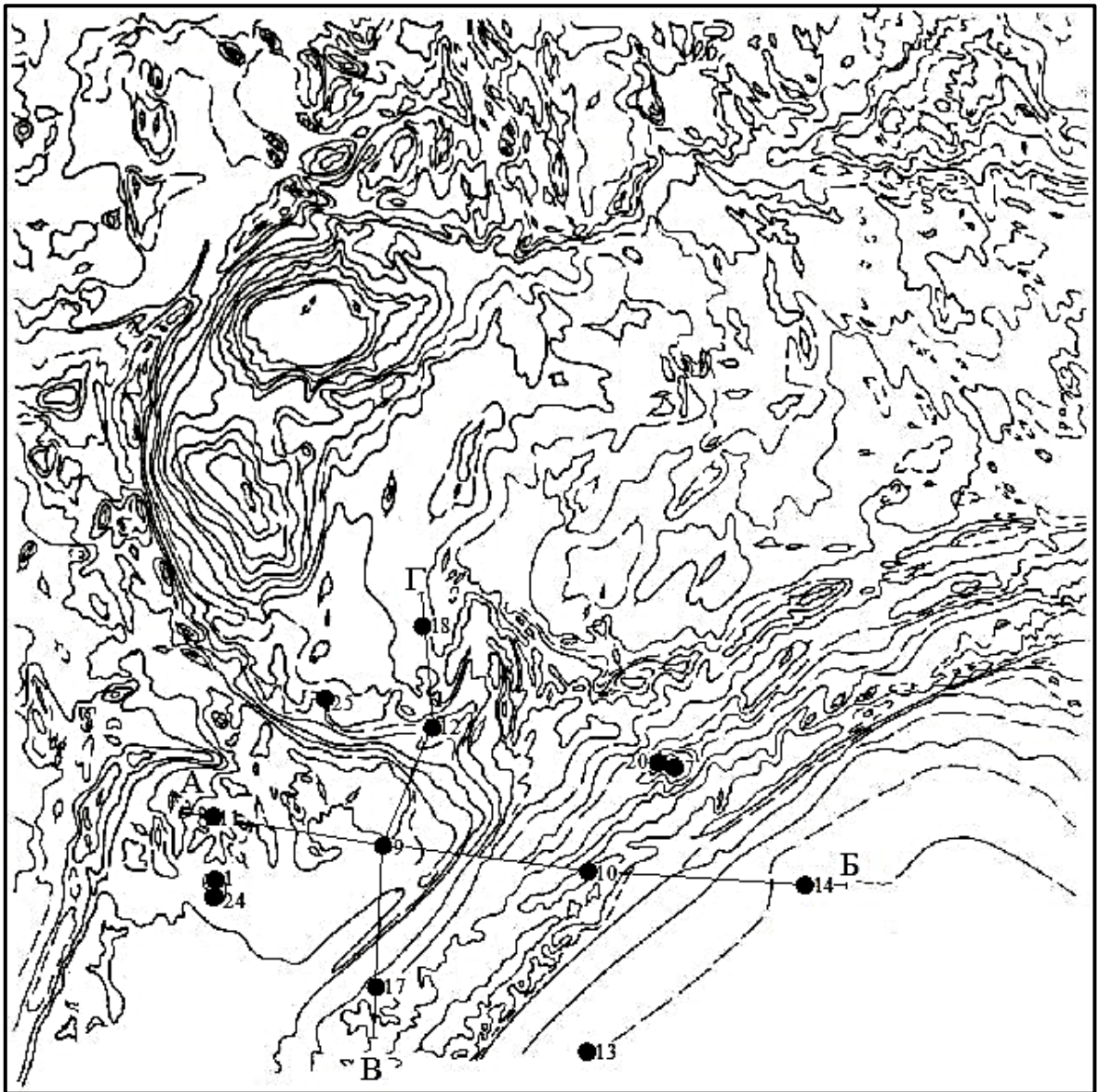


Рисунок 3 – Топографическая карта дневной поверхности площади Оймаша А–Б, В–Г – линии геологических разрезов, приведенных на рис. 2

Существование блока подтверждалось и данными гравиметрических работ. В частности, установленная отрицательная аномалия поля силы тяжести оказалась приуроченной к наиболее приподнятому участку кровли гранитной интрузии (плотность гранитов ниже плотности вмещающих метаморфических пород), а конфигурация изоаномал четко соответствует западному полукольцевому ограничению выделенного блока (рис. 4), что, видимо, связано с резким погружением склона интрузии на этом участке. Подтвердили наличие блока и данные выполненной позже аэромагнитной съемки.

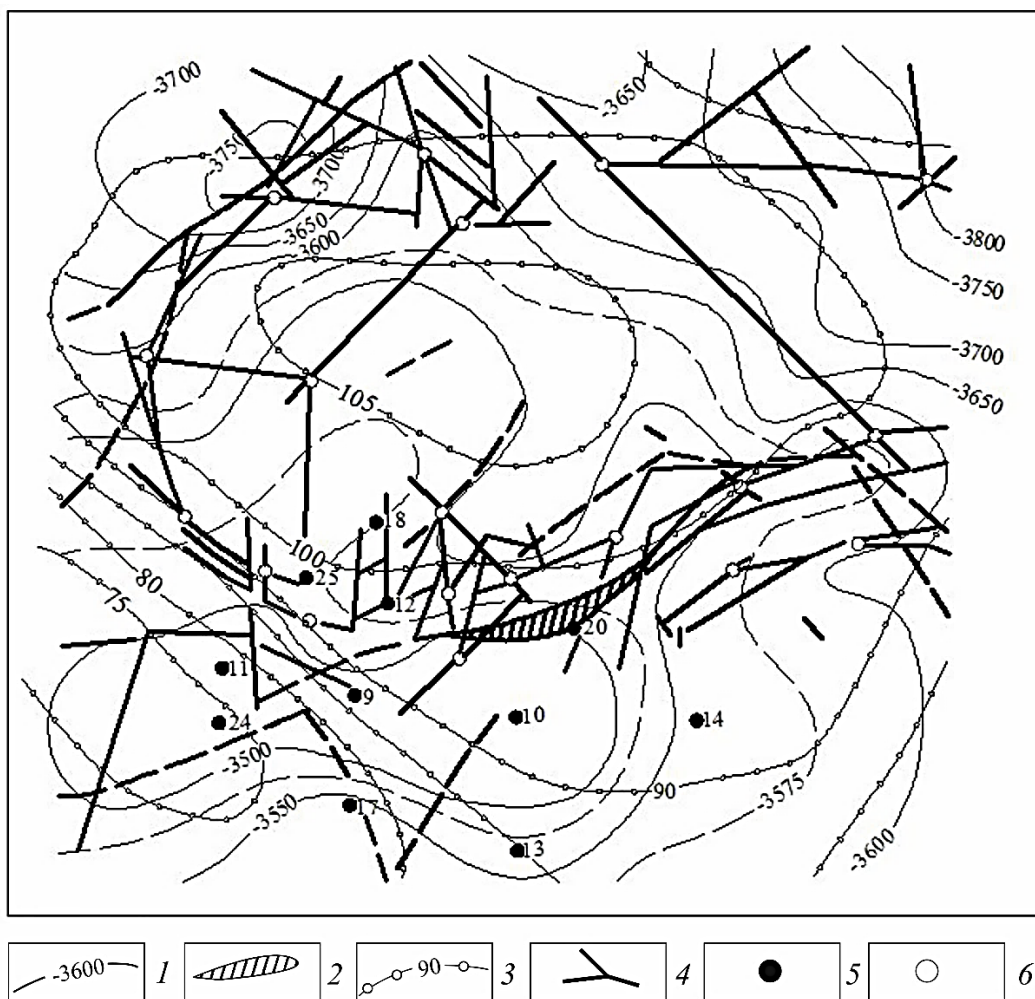


Рисунок 4 – Геолого-геофизическая схема площади Оймаша [6]

где: 1 – изогипсы по отражающему горизонту в подошве среднего триаса, 2 – зона потери корреляции отражающего горизонта, связанная с разрывным нарушением, 3 – изоаномалы геомагнитной индукции, в мГл, 4 – линеаменты дневного рельефа; скважины: 5 – пробуренные, 6 – рекомендуемые

На этом основании была предложена жильная модель Оймашинской нефтяных залежей в породах фундамента и отложениях триаса, исходя из ее морфологии [7, 8]. При этом предполагалось, что наиболее интенсивные процессы разуплотнения пород происходили в зонах дизъюнктивного ограничения блока, хотя и допускалась возможность получения притоков нефти и в зонах тектонических нарушений, оперяющих или пересекающих блок. Опираясь на эти заключения, были разработаны рекомендации по заложению ряда скважин на предполагаемые зоны трещиноватости. Последующие скважины № 16 и № 20 были заложены с учетом изложенных представлений о характере залежей. В скважине № 20 при испытании в колонне были получены интенсивные проявления нефти из гранитов (периодический кратковременный приток) и из сланцев фундамента, а промышленный приток с дебитом 72 м³/сут. был получен при испытании нижней пачки триасовых отложений. В скважине №

18 при пластоиспытаниях были получены притоки нефти, газа и воды из измененных гранитов, но затем, в связи с допущенным катастрофическим поглощением промывочной жидкости в процессе бурения, при испытании в колонне были получены лишь признаки нефти.

Непосредственно по предложенным рекомендациям было заложено еще шесть скважин (№№ 16, 22, 25, 26, 30, 31). Практически все скважины вскрыли зоны трещиноватости в доюрском разрезе. Промышленные притоки были получены из трещиноватых гранитов в скважинах №№ 16 и 25, расположенных, как и ранее пробуренная скважина № 12, на границе выделенного блока, а также в скважине № 31, находящейся в зоне рассекающего блок разрывного нарушения. В скважине № 26 при разбурировании триасовых отложений отмечались интенсивные газопроявления, но при испытании в колонне притоки не были получены. В скважине № 22 опробование вскрытых ею сильно измененных гранитов из-за аварии было проведено некачественно. Скважина № 30 вскрыла измененные граниты, в которых хотя и отмечались нефтепроявления по трещинам, однако при пластоиспытании соответствующего интервала приток не был получен, а в колонне этот интервал не опробовался [6].

Таким образом, керновый материал свидетельствовал, что все притоки получены из сильно трещиноватых и гидротермально измененных пород, имеющих локальное распространение. Данные бурения указывали также на приуроченность сильно измененных пород к зонам разрывов. Так, скважина № 18 под отложениями триаса на глубине 3577 м вскрыла практически свежие граниты, а затем с глубиной вторичная измененность гранитов стала возрастать и, наконец, на глубине 3727 м скважина вошла в сильно трещиноватые, перемятые (до милонитов) граниты, прослеженные до глубины 3800 м. Далее с глубиной интенсивность изменения гранитов снижалась, и скважина вновь вошла в неизменные граниты. Такая последовательность вскрытия измененных и неизменных гранитов и их милонитизация свидетельствует о том, что скважина пересекла зону крутопадающего тектонического нарушения [7]. Аналогичным образом объясняется наличие более чем 270-метрового интервала разрушенных и сильно измененных гранитов в разрезе скважины № 12, а также трещиноватых и гидротермально измененных сланцев и разуплотненных гранитов в скважине № 9. В скважинах, не вскрывших неизменные породы, притоки нефти не были получены.

Последующие исследования в целом подтвердили важную роль тектонического фактора в формировании емкостно-фильтрационных свойств пород фундамента, но оказалось, что резервуар в гранитном массиве имеет более сложное строение [9 – 11.].

Параллельно с этим предлагались и другие модели геологического строения Оймашинского месторождения. Так, основываясь на анализе материалов сейсморазведки МОГТ и глубокого бурения было высказано мнение, что граниты были внедрены «...в толщи сланцев и доломитизированных

карбонатов палеозоя и низов триаса» [12, с. 2]. На основе данных гравirazведки были также намечены контуры гранитного плутона. Кроме того, в работе указывалось, что скважинами №№ 9, 19 и 12 «...впервые на Мангышлаке вскрыта толща милонитизированных пород мощностью 160–200 м, залегающая между туффитами среднего триаса и кровлей гранитов в интервалах глубин 3546–3790 м» [13, с. 3]. Далее был сделан вывод о том, что «...на Оймаше вскрыт новый для Мангышлака тип залежей – неантиклинальный, приуроченный к коре выветривания (преобразования) гранитных интрузий» [там же, с. 3].

Необходимо отметить, что предположение об активном контакте гранитов и триасовых толщ явно ошибочно. Этому противоречат каменноугольный возраст гранитов, отсутствие следов термального воздействия магматического расплава на триасовые отложения, залегающих на размытой поверхности как метаморфических породах палеозоя, так и непосредственно на гранитах, на которых развита маломощная площадная кора выветривания [1, 2].

Ошибочно также утверждение о развитии мощной толщи милонитизированных пород на границе между средним триасом и гранитами, принимаемой в качестве «коры выветривания (преобразования) гранитных интрузий». Во-первых, милонит – это, как известно, тектонит, формирующийся в зонах разрывов, состоящий из тонко перетертого материала, частично перекристаллизованного в процессе динамометаморфизма и, соответственно, не может быть отнесен к образованиям коры выветривания. Во-вторых, в скважинах №№ 9 и 10 не установлено столь мощных интервалов раздробленных пород. Кроме того, милониты, сопровождающие разрывные нарушения, установлены и в других интервалах разреза, включая глубокие горизонты фундамента. Существенно иными оказались контуры и размеры гранитного массива, чем это предполагалось в рассматриваемой работе.

Иная модель строения Оймашинского месторождения была предложена в работе [13]. На основании анализа материалов гравиметрии, сейсморазведки и глубокого бурения автором выделен ряд разломов, которыми фундамент разбит на отдельные блоки (рис. 5). «Тело гранитной интрузии, являющееся вмещителем нефтяной залежи, расположено между разломами С1, С2, С3, С5... Характерно, что в пределах блока, заключенными между упомянутыми разломами, измененные граниты вскрыты или под остаточной корой выветривания (скв. 9, 12, 16, 25), или под сланцевой толщей и корой выветривания (скв. 20, 22). В толщу, объединенную под названием «остаточная кора выветривания», входит довольно широкий набор горных пород. Это интенсивно метаморфизованные туфы, песчаники и аргиллиты, нарушенные взаимопересекающимися окварцованными трещинами. Это каолинитизированные породы с примесью неразложенного материнского (гранитного) материала. Это пятнистые породы роговиковой структуры, возникшие вследствие воздействия интрузивных масс. Это породы, подвергшиеся милонитизации и сцементированные до милонита. «Остаточная

кора выветривания» в целом представляется покрывкой (броней) для нефтяной залежи в ниже залегающих измененных гранитах. Полученные из этой толщи притоки нефти и воды в скв.9, 18 являются незначительными и вторичными» [13, с. 1-2].

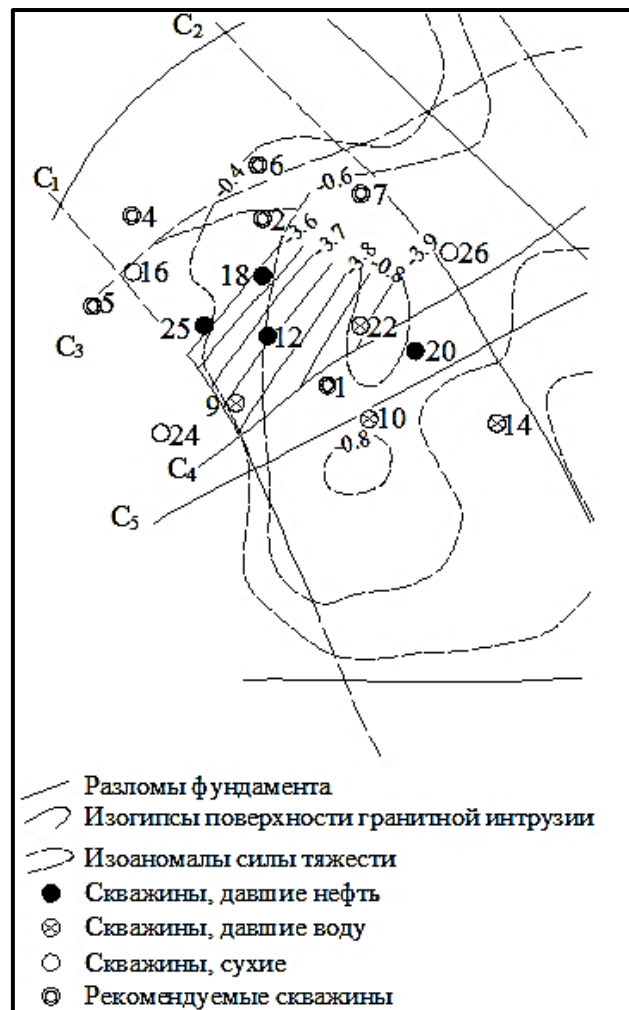


Рисунок 5 – Оймаша. Структурная схема поверхности гранитной интрузии [13]

В качестве объекта разведки рассматривается блок гранитов, заключенный между вышеуказанными разломами. Судя по рис. 6, предполагается массивный тип залежи в гранитах [13]. Комментарии по этому вопросу в работе отсутствуют. Нет также объяснения, почему именно выделенный блок представляет первоочередной интерес. Обращает на себя внимание и весьма вольная трактовка понятия «кора выветривания», в результате чего в ее состав попали метаморфические породы без видимых следов выветривания, роговики, милониты, «каолинитизированные породы». Не ясен также и возраст коры выветривания, развитой на каменноугольных гранитах и сохранившейся на метаморфических толщах палеозоя, тем более что имеются убедительные свидетельства активного контакта гранитоидов с вмещающими их

палеозойскими толщами, выразившиеся в формировании мощной зоны термального метаморфизма [2, 14].

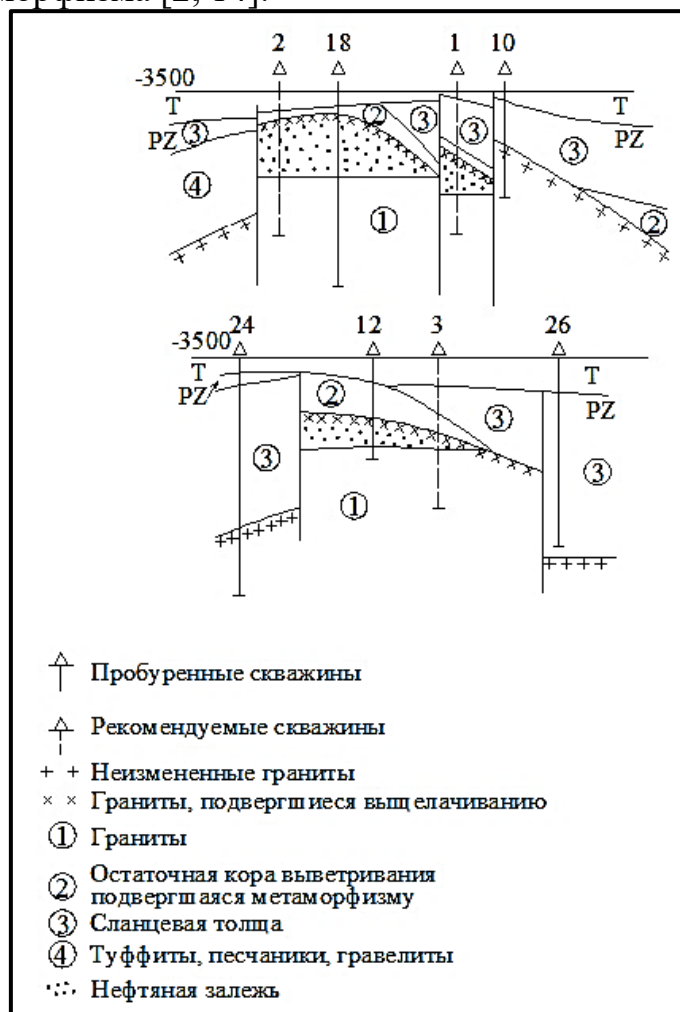


Рисунок 6 – Геологические разрезы, иллюстрирующие строение доюрской части разреза месторождения Оймаша [13]

Особого внимания заслуживают представления о строении нефтяной залежи в гранитном массиве Оймаша, изложенные в работе специалистов КазНИПИнефть [14], поскольку данные построения использованы при подсчете запасов месторождения [15] с последующей их постановкой на государственный баланс, а также легли в основу технологической схемы разработки месторождения. Данные авторы считают, что ловушка, содержащая нефтяную залежь, имеет разломно-блоковую природу (рис. 7). Месторождение приурочено к приподнятому блоку II северо-западного простирания, граничащего с востока и запада с опущенными блоками I и III. Наиболее отчетливо, по их мнению, проявляется западная граница приподнятого блока, восточная выделяется по фрагментарным тектоническим нарушениям и требует дальнейшего уточнения.

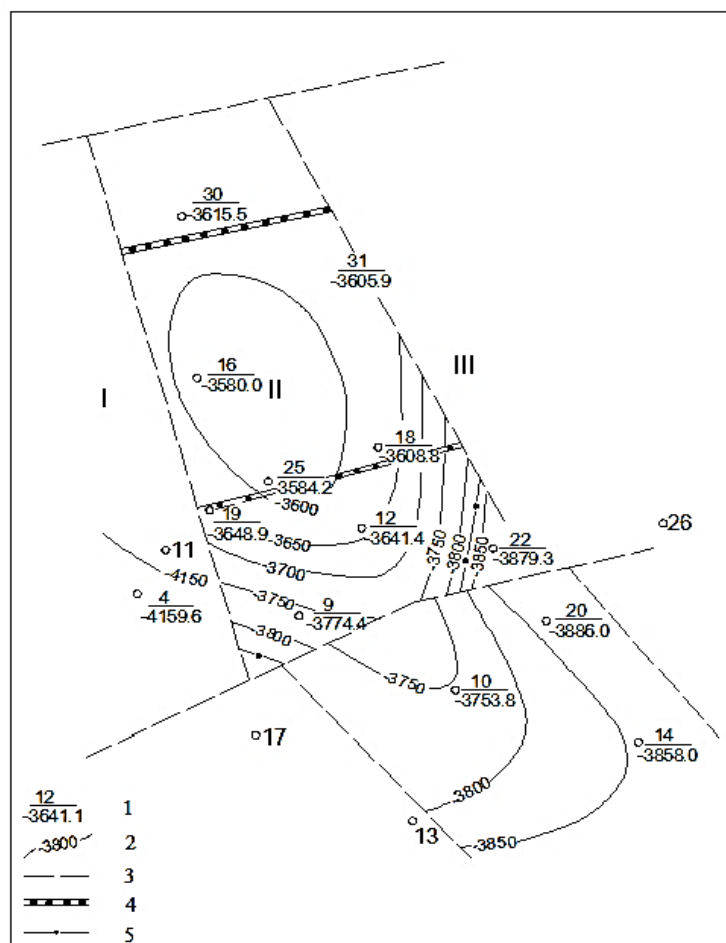


Рисунок 7 – Карта поверхности гранитной интрузии [14]

где: 1 – в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка поверхности гранитов; 2 – изогипсы поверхности гранитов; 3 – тектонические нарушения; 4 – дайки диабазов; 5 – контур промышленной нефтегазоносности

В разрезе гранитного массива указанными авторами по степени изменения выделены следующие типы гранитов: неизменные, измененные и сильноизмененные (рис. 8). Неизменные гранитоиды наиболее распространены и представлены порфировидными светло-серыми гранитами и розовыми граносиенитами. Для них характерно наличие субвертикальных ($70-80^{\circ}$) трещин. Стенки трещин зачастую хлоритизированы, вдоль стенок до глубины 2-3 см наблюдается выветрелость калиевых полевых шпатов.

Подчиненную роль играют субгоризонтальные трещины, секущие и смещающие вертикальные. Часть данных трещин (до 3-5 мм) залечена черным окисленным битумом, кварцем, сидеритом, реже – пиритом. Без какой-либо закономерности наблюдаются участки слабо катаклазированных разностей, в которых выветривание калиевых полевых шпатов достигает 10-15 % [14].

Как можно видеть из приведенной выше характеристики «неизменных гранитоидов», отнесение их к данной категории в достаточной степени субъективно.

Измененные граниты отличаются интенсивным (до 50-60 %) выветриванием полевых шпатов, за счет чего порода приобретает грязно-белую окраску. Гранитная структура, за исключением отдельных участков, обычно сохраняется. Плагноклазы сильно серицитизированы, калиевые полевые шпаты пелитизированы.

Сильноизмененные граниты грязно-белого цвета. Гранитная структура нарушена с образованием катакластической крупно- и среднезернистой до мелкозернистой структуры. Наиболее значительная мощность (20-150 м) измененных и сильноизмененных гранитоидов, фиксирующаяся в скважинах №№ 10, 12, 18, 22, возможно связана с древними зонами дробления. В некоторых скважинах подсечены дайки диабазовых порфиритов [14].

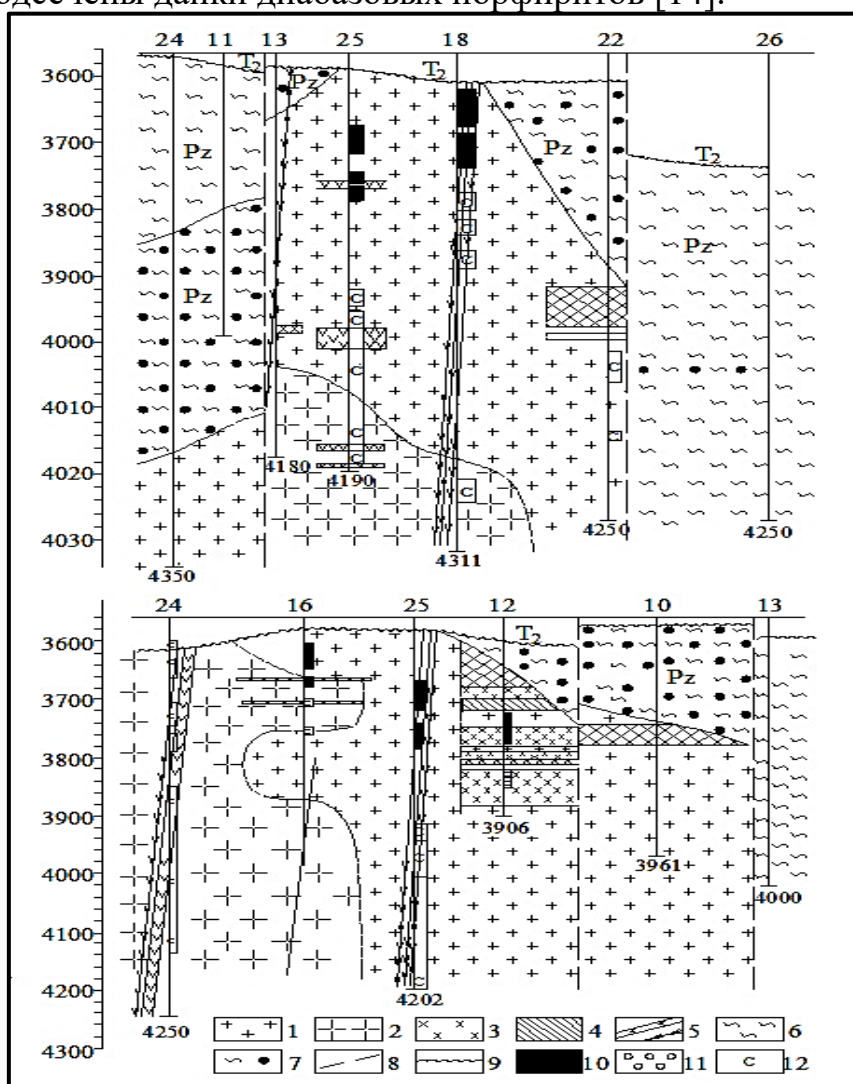


Рисунок 8 – Профильные разрезы гранитной интрузии [14]

где: 1 – неизменные граниты; 2 – неизменные граносиениты; 3, 4 – граниты, граносиениты: 3 – измененные, 4 – сильноизмененные; 5 – дайки диабазов; 6 – отложения палеозоя; 7 – пятнистые (контактово-измененные) углистые сланцы палеозоя; 8 – тектонические нарушения; 9 – несогласное залегание триасовых отложений; 10 – нефть; 11 – вода; 11 – приток отсутствует

Ловушкой для залежи является приподнятый блок II гранитной интрузии, а саму залежь следует относить к массивным, тектонически экранированным. При этом предполагается наличие между скважинами № 12 и №№ 16 и 25 экрана, разделяющего продуктивный блок на две обособленные гидродинамические системы. Экраном считаются дайки диабазов восток – северо-восточного простирания. В качестве доказательства приводятся гидродинамические исследования индикаторным методом по радону, проведенные в скважинах №№ 30 и 1Э [14]. В дальнейшем, как отмечают авторы, предстоит выработать критерии, определяющие нефтегазоносность таких объектов. Наибольший интерес при этом представляют приподнятые блоки, претерпевшие более значительные процессы катаклаза.

В рассмотренной модели резервуара также имеются спорные места. Так, например, указывается, что наиболее мощные зоны измененных и сильноизмененных гранитов приурочены к древним зонам дробления, однако «...даже самая высокая степень истирания пород, в результате которой формируются милониты, не всегда ведет к образованию зон дробления, с которыми связываются высокие коллекторские свойства пород» [14, с. 74]. Если говорить о «самой высокой степени истирания пород», то здесь авторы, безусловно, правы. Но вряд ли этот вывод может быть распространен на менее разрушенные породы, не превращенные в милониты. Более того, как отмечается в цитируемой работе, «емкостные характеристики различных видов гранитов, установленных по лабораторным анализам керна, существенно отличаются. Открытая пористость сильноизмененных гранитов варьирует от 2,8 до 13,4 %, измененных – от 0,7 до 6,6 %, неизмененных – от 0,1 до 3,8 %. Трещинная пористость, характеризующая полезную емкость последних, составляет от 0,01 до 1,1 %. По фильтрационной схеме рассматриваемые граниты мало отличаются друг от друга и имеют проницаемость одного порядка» [там же, с. 75].

Из приведенного выше материала можно сделать вывод, что основной емкостью в гранитном массиве обладают прежде всего дезинтегрированные породы, приуроченные к зонам дробления. Следовательно, поиск таких зон – одна из первоочередных задач. Как их прогнозировать и какое их возможное местоположение на Оймаше, авторами рассмотренной модели не указывается.

Требуется дополнительное обоснование трассирования даек диабазовых порфиритов, поскольку в скважинах не производился отбор пространственно ориентированного керна, а значит ими могли быть вскрыты различные по простиранию магматические тела. Не ясно также, почему дайки должны быть экранами, поскольку они, как и рассекаемые ими породы, подвергались воздействию тектонических напряжений и трещинообразованию. Заключение об экранирующей роли даек было опровергнуто более поздними специальными гидродинамическими исследованиями на месторождении [16].

Искусственно выглядят и принятые границы нефтяной залежи в гранитном массиве, что в последствии подтвердилось в процессе ее разработки. Без

существенных изменений данная модель резервуара в гранитном массиве была сохранена и при последующем пересчете запасов нефти и газа (рис. 9, 10).

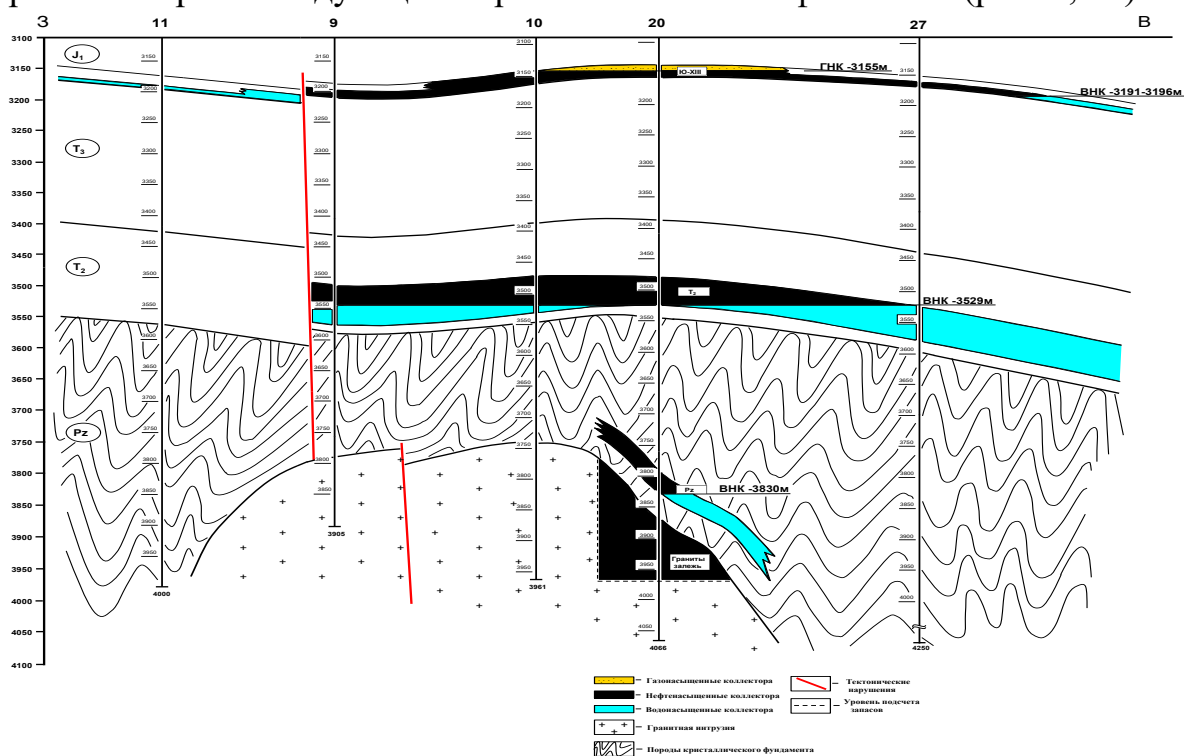


Рисунок 9 – Месторождение Оймаша. Геологический разрез по линии скважин 11 – 16 – 27 [16]

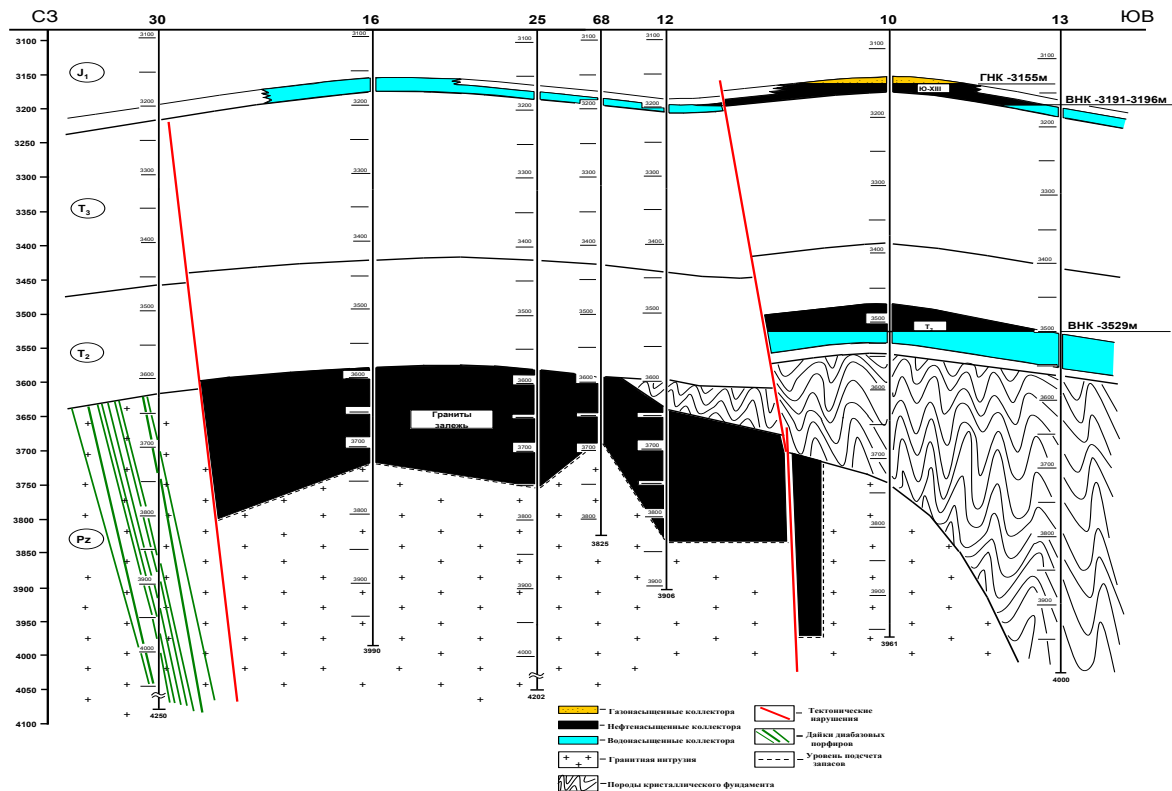


Рисунок 10 – Месторождение Оймаша. Геологический разрез по линии скважин 30 – 68 – 13 [16]

Эта же информация о строении месторождения повторяется под авторством и других исследователей в [17, 18], которая заимствована из работы [16]. То же самое относится и к обоснованию факторов, контролирующих формирование емкостно-фильтрационных свойств гранитов, подробно рассмотренных ранее в статьях [6, 8, 9]. В связи с этим названные выше публикации здесь не анализируются.

Заключение. Проведенный критический анализ построений различных авторов подчеркивает, с одной стороны, сложность строения нефтяного резервуара в гранитном массиве месторождения Оймаша, а с другой – необходимость соответствующей подготовки геологов-нефтяников в области петрографии магматических и метаморфических пород.

Комплексный анализ разнопланового геолого-геофизического материала по Оймашинскому месторождению, привлечение данных из рудничной геологии позволили нам предложить свою оригинальную модель строения резервуара в гранитоидном массиве [6, 8], не утратившую своей актуальности и в настоящее время. Подробно этот вопрос рассмотрен в статьях [5, 10]. Несомненно, что разработанная нами модель резервуара, более полно учитывающая имеющийся фактический материал, нежели модели других авторов, также не может считаться окончательной, поскольку строение месторождения до конца не изучено и появление новых данных позволит ее модернизировать или даже заменить на новую.

Не вызывает сомнения, что месторождение Оймаша осталось недоразведанным. Так, по материалам гравиразведки к северо-востоку от разведочных скважин №№ 30, 31 выделяется обширный блок, имеющий сходные структурно-тектонические условия с продуктивным блоком, который не охвачен бурением. В его пределах выделяется участок с благоприятными коллекторскими свойствами [6, 19], представляющий практический интерес.

Не установлена нижняя граница нефтегазоносности фундамента. Учитывая материалы керн, отобранного в поисково-разведочных скважинах, результаты интерпретации сейсморазведки МОГТ-3Д методом CSP [19], нижняя граница нефтегазоносности гранитоидов Оймаша располагается, возможно, гораздо глубже уровня разведанных запасов. Этаж нефтегазоносности залежи в гранитах Оймаша порядка 250 м, скважина № 12 прошла бурением по гранитам 267 м, но и на забое 3905 м были подняты трещиноватые граниты со следами выветривания, содержащие в трещинах подвижную нефть [7].

Остается совершенно не изученной залежь в метаморфических породах – вероятный резерв прироста запасов нефти.

Для выявления и оконтуривания зон разуплотненных (трещиноватых) пород-коллекторов гранитном интрузиве и метаморфических породах целесообразно проведение высокоразрешающих сейсморазведочных работ 3Д с

использованием метода сейсмолокации бокового обзора, хорошо зарекомендовавшего себя в других регионах [19, 20].

Приведенные в данной работе сведения о строении месторождения Оймаша, отражающие видение данной проблемы различными исследователями, могут оказаться полезными при изучении условий локализации скоплений нефти и газа в породах фундамента и в других регионах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Попков В.И. Морфология поверхности палеозойского складчатого основания запада Туранской платформы // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2024. № 2 (35). С. 11–22. DOI 10.24412/2949-4052-2024-2-12-22.
2. Попков В.И., Япаскурт О.В., Демидов А.А. Особенности строения фундамента Мангышлака // Изв. АН СССР. Сер. Геология. 1986. № 5. С. 135–143.
3. Попков, В.И., Попков И.В. Разломная тектоника и нефтегазоносность Песчаномыско-Ракушечной зоны поднятий Южного Мангышлака / В. И. Попков, И. В. Попков // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2024. № 4 (37). С. 12–30. DOI 10.24412/2949-4052-2024-4-12-30.
4. Попков В.И., Попков И.В. Структура фундамента Мангышлака и Устюрта по геофизическим данным // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов АН РБ. 2020. № 27. С. 52–57.
5. Попков В.И. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Оймаша // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2025. № 2. С. 42–58. DOI 10.24412/2949-4052-2025-2-42-58.
6. Рабинович А.А., Попков В.И. Анализ результатов опытно-методических геолого-геофизических работ на Песчаномыском опорном полигоне и разработка методов поисков скоплений УВ в сложно-экранированных ловушках Мангышлака. Шевченко: КазНИПИнефть, 1989. 189 с.
7. Попков В.И. Перспективы поисков залежей нефти и газа в породах фундамента Мангышлака // Освоение нефтяного Мангышлака. Грозный, 1981. С. 7–11.
8. Паламарь В.П., Попков В.И., Праздников А.В., Рабинович А.А. Прогнозирование нефтегазоносности и совершенствование методики поисков и разведки скоплений углеводородов и низкопроницаемых породах // Изв. ВУЗов. Геология и разведка. 1985. № 3. С. 107–110.
9. Попков В.И. Факторы, контролирующие образование фильтрационных и емкостных свойств в гранитном массиве месторождения Оймаша // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. 2004. № 3 (9). С. 297–298.

10. Попков В.И., Попков И.В. Контракция гранитов и формирование коллекторов нефти и газа // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академии наук Республики Башкортостан. 2020. № 27. С. 31–36.
11. Попков В.И., Рабинович А.А., Туров Н.И. Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве // Геология нефти и газа. 1986. № 8. С. 27–31.
12. Асмолов В.С. О возможности обнаружения на Мангышлаке новых типов месторождений нефти и газа (на примере месторождения Оймаша) // Информ. листок Мангышлакского ЦНТИ. № 30–31. Шевченко, 1984. 6 с.
13. Козмодемьянский В.В. Модель Оймашинского нефтяного месторождения // Информ. листок Мангышлакского ЦНТИ. № 46–84. Шевченко, 1984. 5 с.
14. Чербянова Л.Ф., Федулова Н.В., Коростышевский М.Н. Нефтяная залежь в гранитах месторождения Оймаша // Изв. АН Каз. ССР. Сер. Геология. 1988. № 5. С. 67–77.
15. Коростышевский М.Н., Попова Л.А. Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Оймаша Гурьевской области Казахской ССР по состоянию на 01.07.89 г. Шевченко: КазНИПИнефть, 1989. 210 с.
16. Дорофеев В.И., Дорофеева Л.Е., Малютин А.Е. Пересчет запасов нефти и газа по месторождению Оймаша. Актау: КазНИПИнефть, 2001. 298 с.
17. Крупин А.А. Нефтегазоносность гранитной интрузии месторождения Оймаша // Elmi Əsərlər, Научные труды. 2011. С. 11–17.
18. Крупин А.А., Рыкус М.В. Нефтегазоносность гранитов складчатого фундамента Южного Мангышлака (на примере месторождения Оймаша) // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 3. С. 13–16.
19. Попков В.И., Попков И.В., Крупин А.А. Новые данные о строении резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве и перспективы доразведки месторождения Оймаша // Булатовские чтения. Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. 2020. С. 155–161.
20. Бортников П.Б., Майнагашев С.М., Шмаков Ф.Д. Результаты комплексирования структурно-деформационного анализа и микросейсмического мониторинга в решении задач картирования каналов фильтрации углеводородов. // Труды X научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры». 2007. Т. 1. С. 111–114.

R E F E R E N C E S

1. Popkov V.I. Morphology of the Surface of the Paleozoic Folded Basement of the West of the Turan Platform // Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. 2024. No. 2 (35). Pp. 11–22. DOI 10.24412/2949-4052-2024-2-12-22.
2. Popkov V.I., Yapaskurt O.V., Demidov A.A. Features of the Structure of the Mangyshlak Foundation // Izv. AN USSR. Ser. Geology. 1986. No. 5. Pp. 135–143.

3. Popkov, V.I., Popkov I.V. Fault tectonics and oil and gas potential of the Peschanomys-Rakushka zone of the uplifts of the Southern Mangyshlak / V. I. Popkov, I. V. Popkov // *Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources*. 2024. No. 4 (37). Pp. 12–30. DOI 10.24412/2949-4052-2024-4-12-30.
4. Popkov V.I., Popkov I.V. Structure of the Mangyshlak and Ustyurt Foundation Based on Geophysical Data // *Geology. Izvestiya of the Department of Earth Sciences and Natural Resources of the Academy of Sciences of the Republic of Belarus*. 2020. No. 27. Pp. 52–57.
5. Popkov V.I. Oil and Gas Potential of the Mangyshlak and Ustyurt Granitoids: The Oymasha Field as an Example // *Geology. Izvestiya of the Department of Earth Sciences and Natural Resources*. 2025. No. 2. Pp. 42–58. DOI 10.24412/2949-4052-2025-2-42-58.
6. Rabinovich A.A., Popkov V.I. Analysis of the results of experimental and methodological geological and geophysical works at the Peschanomys test site and development of methods for searching for hydrocarbon accumulations in complex-screened traps in Mangyshlak. Shevchenko: KazNIPIneft, 1989. 189 p.
7. Popkov V.I. Prospects for the Search for Oil and Gas Deposits in the Rocks of the Mangyshlak Foundation // *Development of the Oil Mangyshlak*. Grozny, 1981. Pp. 7–11.
8. Palamar V.P., Popkov V.I., Prazdnikov A.V., and Rabinovich A.A. Prediction of Oil and Gas Potential and Improvement of Methods for Searching and Exploring Hydrocarbon Deposits in Low-Permeability Rocks // *Izvestiya VUZov. Geologiya i Razvedka*. 1985. No. 3. Pp. 107–110.
9. Popkov V.I. Factors Controlling the Formation of Filtration and Capacitive Properties in the Granite Massif of the Oymasha Deposit // *South Russian Bulletin of Geology, Geography, and Global Energy*. 2004. No. 3 (9). Pp. 297-298.
10. Popkov V.I., Popkov I.V. Contraction of Granites and Formation of Oil and Gas Reservoirs // *Geology. Proceedings of the Department of Earth Sciences and Natural Resources of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*. 2020. No. 27. Pp. 31–36.
11. Popkov V.I., Rabinovich A.A., Turov N.I. Model of an oil reservoir in a granite massif // *Geology of Oil and Gas*. 1986. No. 8. Pp. 27–31.
12. Asmolov V.S. On the possibility of discovering new types of oil and gas fields in Mangyshlak (on the example of the Oymasha field) // *Inform. sheet of the Mangyshlak Central Scientific and Technical Information Center*. No. 30–31. Shevchenko, 1984. 6 p.
13. Kozmodemyansky V.V. Model of the Oymashinsky oil field // *Inform. leaflet of Mangyshlak CSTI*. No. 46–84. Shevchenko, 1984. 5 p.
14. Cherbyanova L.F., Fedulova N.V., and Korostyshevsky M.N. Oil Deposits in the Granites of the Oymasha Field // *Izvestiya of the Academy of Sciences of the Kazakh SSR. Series: Geology*. 1988. No. 5. Pp. 67-77.

15. Korostyshevsky M.N., Popova L.A. Calculation of Oil and Gas Reserves at the Oymasha Field in the Guryev Region of the Kazakh SSR as of July 1, 1989. Shevchenko: KazNIPIneft, 1989. 210 p.
16. Dorofeev V.I., Dorofeeva L.E., Malyutina A.E. Recalculation of Oil and Gas Reserves at the Oymasha Field. Aktau: KazNIPIneft, 2001. 298 p.
17. Krupin A.A. Oil and Gas Potential of the Oymasha Granite Intrusion // Elmi Əsərlər, Scientific Works. 2011. Pp. 11–17.
18. Krupin A.A., Rykus M.V. Oil and Gas Potential of Granites of the Folded Basement of the Southern Mangyshlak (on the Example of the Oymash Field) // Oil and Gas Business. 2011. Vol. 9. No. 3. Pp. 13–16.
19. Popkov V.I., Popkov I.V., Krupin A.A. New data on the structure of the oil reservoir in the granite massif and prospects for further exploration of the Oymash field // Bulatov Readings. Vol. 1: Forecast, Search and Exploration of Oil and Gas Deposits. Oil and Gas Field Geology. Exploration and Field Geophysics. 2020. Pp. 155–161.
20. Bortnikov P.B., Mainagashev S.M., Shmakov F.D. Results of combining structural-deformation analysis and microseismic monitoring in solving problems of mapping hydrocarbon filtration channels. // Proceedings of the 10th Scientific and Practical Conference "Ways of Realizing the Oil and Gas and Ore Potential of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra". 2007. Vol. 1. Pp. 111–114.

Сведения об авторах:

Попков Василий Иванович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик РАН, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», ул. Ставропольская, 149, 350049, г. Краснодар, Российская Федерация, ORCID: 0000-0002-2959-4901. E-mail: geoskubsu@mail.ru.

Попков Иван Васильевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», ул. Ставропольская, 149, 350049, г. Краснодар, Российская Федерация, ORCID: 0000-0002-2386-6611. E-mail: iv-popkov@mail.ru.

Author's personal details:

Popkov Vasily Ivanovich, doctor of geological and mineralogical sciences, professor, Member of Russian Academy of Natural Sciences, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Kuban State University», st. Stavropolskaya, 149, 350040, Krasnodar, Russian Federation, ORCID: 0000-0002-2959-4901. E-mail: geoskubsu@mail.ru.

Popkov Ivan Vasilievich, candidate of geological and mineralogical sciences, assistant professor, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Kuban State University», st. Stavropolskaya, 149, 350049, Krasnodar, Russian Federation, ORCID ID: 0000-0002-2386-6611. E-mail: iv-popkov@mail.ru.

© Попков В. И., Попков И. В.

ПРИМЕР ИМПУЛЬСИВНОЙ РАЗРЯДКИ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ В КЕРЧЕНСКО-ТАМАНСКОЙ ГРЯЗЕВУЛКАНИЧЕСКОЙ ОБЛАСТИ

© Попков Иван Васильевич

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»,
г. Краснодар, Российская федерация

Аннотация. Территория Керченско-Таманской грязевулканической области отличается высокой неотектонической активностью, обусловленной ее принадлежностью к Крымско-Кавказской коллизионной, складчато-надвиговой области. Проявляется это в повышенной сейсмичности региона, периодическом извержения грязевых вулканов как на суше, так и на акватории Азовского моря. Грязевые вулканы приурочены обычно к криптодиапировым складкам в кайнозойских отложениях, группирующихся в протяженные субпараллельные антиклинальные зоны. Формирование антиклиналей многими исследователями связывается с процессами глиняного диапиризма. В 2011 году в пределах акватории Азовского моря, прилегающей к мысу Каменный произошло резкое поднятие морского дна амплитудой не менее пяти метров с образованием обширного участка суши. Некоторыми исследователями произошедшее событие связывается с извержением грязевого вулкана. Данный объект исследовался нами на протяжении пяти лет – от момента его образования до полного уничтожения абразионными процессами. С целью выяснения тектонической природы поднятия и вероятных причин произошедших событий были изучены материалы предшествующих геологических исследований региона, в том числе государственной геологической съемки. Полезная информация была получена при изучении космических снимков. Привлечены также данные геофизических работ, выполненных в прилегающей акватории Азовского моря, а также результаты анализа химического состава газов, отобранных в пределах исследуемой структуры. Проведенные наблюдения однозначно указывают на то, что воздымание морского дна Азовского моря обусловлено ростом выявленной здесь ранее антиклинальной складки и имеет тектоническую природу. Образование складки, как и других антиклиналей Таманского полуострова, связано с импульсивным проявлением сил бокового сжатия, приведших к формированию современного структурного облика региона. После разрядки напряжений рост поднятия прекратился, и оно подверглось активной абразионной деятельности морских волн и поверхностной эрозии. Полученные результаты свидетельствуют об импульсивном скачкообразном характере дислокационного процесса в областях развития грязевого вулканизма, заключающимся в чередовании продолжительных тектонически спокойных пауз и кратковременных импульсов активизации движений, обусловленных разрядкой накопившихся напряжений.

Ключевые слова: тангенциальное сжатие, складки, разрывы, оползневые тела, эрозионные процессы.

⁴**Для цитирования:** Попков И.В. Пример импульсивной разрядки тектонических напряжений в Керченско-Таманской грязевулканической области // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2026. № 1. С.64-75. DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-64-75

AN EXAMPLE OF IMPULSIVE DISCHARGE OF TECTONIC STRESS IN THE KERCH-TAMAN VOLCANO-MUD

© Popkov Ivan Vasilievich

Federal State Budget Educational Institution of Higher Education
«Kuban State University»,
Krasnodar, Russian Federation

Summary. The territory of the Kerch-Taman mud volcanic region is characterized by high neotectonic activity due to its belonging to the Crimean-Caucasian coliseum, the folded-thrust area. This is manifested in the increased seismicity of the region, periodic eruptions of mud volcanoes both on land and in the waters of the Sea of Azov. Mud volcanoes are usually confined to cryptodiameric folds in Cenozoic sediments, grouped into extended subparallel anticlinal zones. Many researchers associate the formation of anticlines with clay diapirism. In 2011, within the water area of the Sea of Azov adjacent to Cape Kamenny, there was a sharp uplift of the seabed with an amplitude of at least five meters, with the formation of a vast area of land. Some researchers associate this event with the eruption of a mud volcano. We have been studying this object for five years, from its formation to its complete destruction by abrasive processes. In order to determine the tectonic nature of the uplift and the possible causes of the events, we have examined the materials of previous geological studies of the region, including the state geological survey. The study also uses data from geophysical surveys conducted in the adjacent waters of the Sea of Azov, as well as the results of analyzing the chemical composition of gases collected within the structure under study. These observations clearly indicate that the uplift of the seafloor in the Sea of Azov is caused by the growth of an anticline structure that was previously identified and has a tectonic origin. The formation of this anticline, as well as other anticlines in the Taman Peninsula, is associated with the impulsive application of lateral compression forces that have led to the current structural features of the region. After the release of stresses, the uplift stopped growing, and it was subjected to active abrasion by sea waves and surface erosion. The results obtained indicate the impulsive, discontinuous nature of the dislocation process in the areas of mud volcanism, which consists of alternating long periods of tectonically calm pauses and short-term bursts of increased movement caused by the release of accumulated stresses.

Keywords: *tangential compression, folds, fractures, landslides, and erosion processes.*

Введение. Территория Керченско-Таманской грязевулканической области отличается высокой неотектонической активностью, обусловленной коллизионными процессами в Крымско-Кавказской складчато-надвиговой области [1]. Проявляется это в повышенной сейсмичности региона, периодическом извержения грязевых вулканов как на суше, так и на акватории Азовского моря. В последнем случае образуются острова диаметром в сотни метров и высотой в первые метры, сложенные продуктами выбросов [2]. Время их существования не продолжительное: активная волновая эрозия уничтожает их в течение первых месяцев.

Грязевые вулканы приурочены обычно к криптодиапировым складкам в кайнозойских отложениях, группирующихся в протяженные узкие субпараллельные антиклинальные цепи, разделенные более широкими плоскими синклиналями. Антиклинали расположены во фронтальных частях надвигов, образовавшихся в обстановке тангенциального сжатия и генетически с ними

взаимосвязаны [3]. На суше они имеют обычно прямое отражение в рельефе дневной поверхности в виде топографических поднятий.

В конце апреля 2011 г. в районе м. Каменный на Таманском полуострове произошло событие уникальное по своей природе и интенсивности [4–6]. Здесь в течение одной ночи образовалась новая суша протяженностью около 435 м и шириной до 50 м (рис. 1). Некоторыми специалистами высказывалось ошибочное мнение, что новообразованная суша появилась благодаря извержению грязевого вулкана. Проведенными нами исследованиями была установлена тектоническая природа этого явления. Наблюдения за данным объектом проводились на протяжении пяти лет с момента образования до полного его уничтожения абразионными процессами и возвращения береговой линии в исходное положение.



Рисунок 1 – Местоположение новообразованной суши

Приведенная ниже информация может способствовать более глубокому пониманию природы и механизма формирования тектонических деформаций в областях развития грязевого вулканизма.

Методы исследований. После образования поднятия были произведены полевые наблюдения с целью изучения его геологического строения, а также прилегающего к нему берегового склона, пораженного многочисленными оползнями. На протяжении последующих пяти лет проводился мониторинг и фиксация происходящих структурно-морфологических изменений на данном объекте вплоть до полного его разрушения волновой абразией. С целью выяснения тектонической природы поднятия и вероятных причин произошедших событий были изучены материалы предшествующих

геологических исследований региона, в том числе государственной геологической съемки. Полезная информация была получена при изучении космических снимков. Привлечены также данные геофизических работ, выполненных в прилегающей акватории Азовского моря, а также результаты анализа химического состава газов, отобранных в пределах исследуемой структуры [7].

Результаты исследований. Контакт образовавшейся суши с коренным склоном уверенно фиксируется в виде небольшого уступа (рис. 2.а). Поверхность обнажившегося морского дна имеет выпуклую форму (рис. 2.б).



Рисунок 2 – Новообразованная суша в районе мыса Каменный. Пояснения к рисунку даны в тексте

Осадки на большей части обнажившейся поверхности морского дна отсутствуют. Местами развит маломощный (до 0,1 м) плащ детритового песка с обломками ракуши. Поверхность дна акватории на прилегающей к поднятию площади по данным эхолотирования относительно ровная с плавным набором

глубины от берега [7]. Выраженных геоморфологических структур нет, что, вероятно, связано с высокой абразионной деятельностью моря по отношению к мягкому глинистому разрезу поднятия. Максимальная высотная отметка новообразованной суши +3,0 м. Высота абразионного обрыва 2,6 м. Амплитуда воздымания с учетом глубины морского дна в этом районе составляет не менее 5,5 м.

Проведенные наблюдения однозначно указывают на то, что воздымание морского дна Азовского моря обусловлено ростом антиклинальной складки и имеет тектоническую природу. Подтверждается это следующими фактами.

Данное поднятие в плане совпадает с выявленной ранее геологосъемочными работами антиклиналью, что позволяет говорить о том, что здесь имеет место унаследованное воздымание уже существовавшей структуры, находившейся перед этим в состоянии тектонического покоя. Поднятие сложено коренными породами, а не продуктами извержения грязевого вулкана. Породы подверглись значительным деформациям и залегают под углом до 80° , что четко фиксируется по мергелистым прослоям как непосредственно на поверхности поднятия, где они образуют гривки, так и в абразионном уступе. В плане они маркируют крыло складки, сводовая часть которой уходит под старый береговой уступ. Складка рассечена диагональными разрывами сдвиговой природы с амплитудой горизонтального смещения 0,8–1,0 м (рис. 2.в–е). Сдвиги на поверхности поднятия маркируются насыпкой обломочного материала.

Выполненные на подводном продолжении поднятия площадные гидролокации бокового обзора с эхолотированием, а также профильное сейсмоакустическое профилирование убедительно подтверждают складчатую, не грязевулканическую, природу дислокаций [7]. Примечательно, что на сейсмических разрезах отчетливо фиксируются аномалии (потеря сейсмоакустического сигнала), связанные с миграцией глубинных флюидов. Очаг флюидизации субизометричной формы с радиально расходящимися тектоническими нарушениями расположен на северо-восточном крыле антиклинали и находится на линии между двумя выявленными грязевыми вулканами м. Каменный (морского и сухопутного). Потеря сигнала приурочена также к осевой части антиклинали [7].

Флюидизация разреза подтверждается высокими значениями эманации из недр радона, замеренными на поднятии (до $60\,000$ Бк/м³ в почвенном воздухе при санитарно допустимой концентрации в воздухе помещения до 200 Бк/м³). 05 августа 2011 г. был произведен отбор проб морской воды вдоль линии поднятия. Отмечается превышение концентрации ртути в 1,5 раза относительно ПДК [5].

Образование складки, как и других антиклиналей Таманского полуострова, связано с импульсивным проявлением сил бокового сжатия, приведших к формированию современного структурного облика региона [1, 3]. После разрядки напряжений рост поднятия прекратился, и оно подверглось активной абразионной деятельности морских волн и поверхностной эрозии (рис. 3).



Рисунок 3 – Эволюция новообразованного поднятия.

Вид поднятия: а – июль 2011 г.; б, в – февраль 2012 г.; г – май 2014 г.; д, е – март 2015 г.

На рис. 3.б можно видеть некоторое уменьшение площади поднятия. На его поверхности эрозией практически полностью «стерты» складчатые и разрывные структурные особенности отложений (рис 3.в) К маю 2014 г. ширина выхода пород сократилась до 10 м, а к марту 2015 г. (рис. 3.д, е) она составляла лишь 5 м. При этом поверхность поднятия к этому времени покрылась густой растительностью. В самом обрыве все еще можно видеть круто наклоненные слои горных пород.

В 2016 г. новообразованная суша была полностью уничтожена волновой абразией и очертания береговой линии вернулись в первоначальный вид. Таким

образом, скорость боковой эрозии составляла примерно 5 м в год, что не характерно для других береговых участков Азовского моря.

К образовавшемуся поднятию примыкает современный оползневой склон и далее платообразная поверхность выравнивания Таманского полуострова. Оползневой склон имеет ширину около 350 м. Угол склона от субвертикального у бровки плато с выполаживанием к берегу. В бровке плато обнажаются покров лессовидных суглинков и деформированные брахискладчатостью неогеновые отложения.

Абсолютная высота бровки платообразной поверхности в районе мыса Каменного максимальная на побережье Темрюкского залива и составляет около 80 м. Это связано с прямым отражением в рельефе растущих брахиантиклинальных структур, осложняющих субширотную антиклиналь зоны мыса Каменного. Осложняющие антиклиналь более мелкие поднятия ориентированы кулисно. Деформированы отложения от майкопа до куяльника, а местами и четвертичные. Возраст значительной части складок позднеплиоценовый – раннечетвертичный. Возраст платообразной поверхности абразионно-денудационного выравнивания связывается с понт-киммерийским и куяльницким периодом воздымания площади Таманского полуострова [8, 9]

Быстрый рост антиклинали, уходящей под береговой обрыв, вызвал образование оползневого цирка размером около 800 м с поражением гравитационными деформациями всего склона (рис. 4). Размеры отдельных оползневых тел достигают многих десятков метров. Стенки отрывов по наблюдениям в сентябре 2011 г. свежие, без заметных следов выветривания (рис. 4.а, 4.в). Высота их достигает 3–4 м. Сами оползневые тела разорваны многочисленными зияющими трещинами шириной до 50–80 см. Проходящая по склону грунтовая дорога местами сброшена по разрывам на несколько метров, испытывает значительные боковые перекосы и стала не проезжей на отдельных участках [10].

Со временем оползневые деформации на склоне «дряхлеют»: поверхности отрывов и зияющие трещины уже не выглядят свежими, покрываются осыпями и растительностью. Это также говорит о том, что рост поднятия приостановился.

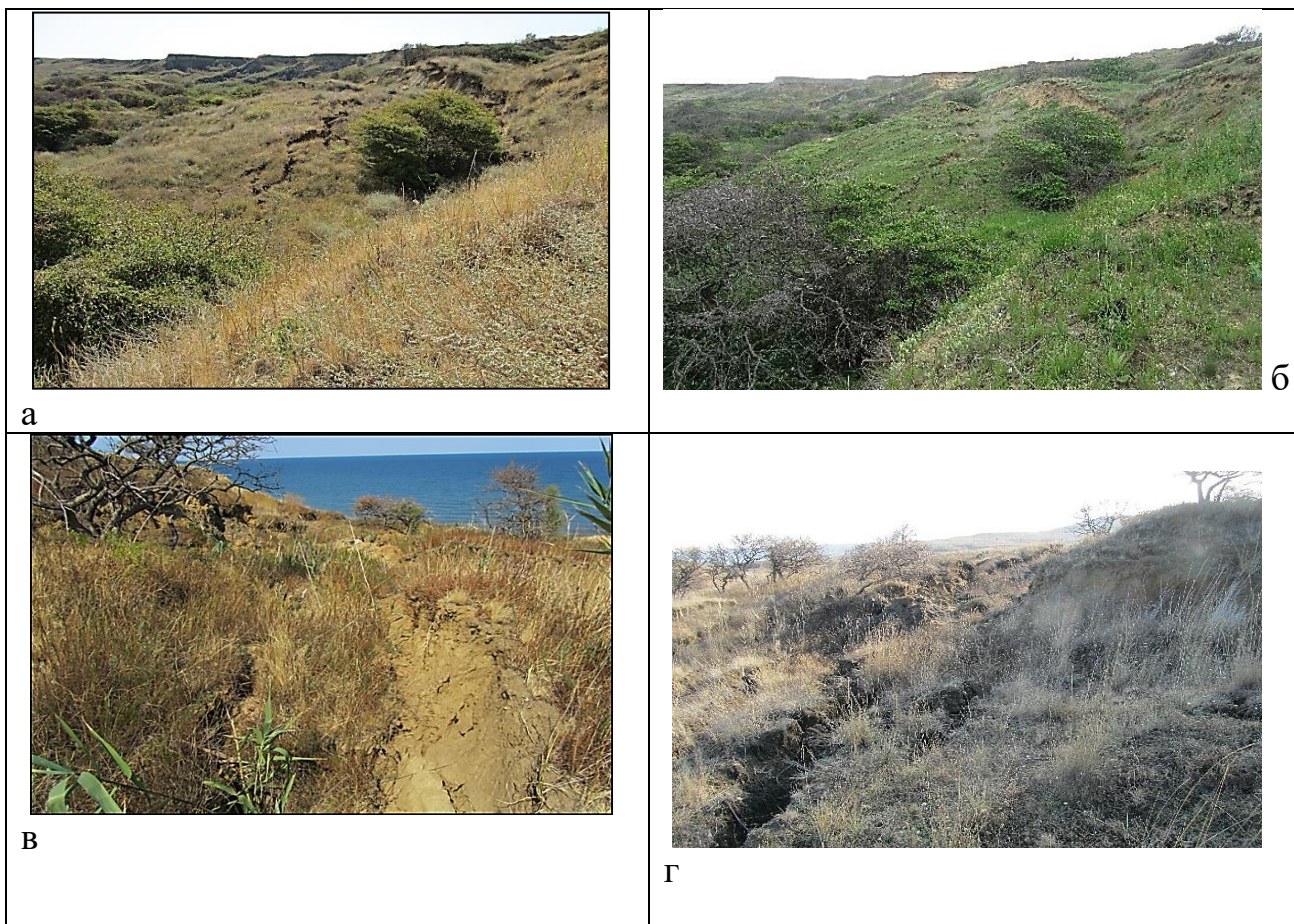


Рисунок 4 – Сейсмогравитационные деформации берегового склона:
а, в – сентябрь 2011 г.; г – февраль 2012 г. б – март 2015 г.

Обсуждение результатов. Таким образом, выявленная новообразованная геологическая структура имеет явно тектоническое происхождение и служит индикатором высокой активизации тектонических процессов в регионе. Образование ее обусловлено тангенциальными тектоническими напряжениями, ответственными за формирование современного структурного облика Тамани [1, 10], приведшему в данном случае к возобновлению роста антиклинали. После снятия напряжений рост складки прекратился и ее развитие вступило в стадию тектонического покоя. Чередование продолжительных по времени пауз покоя и кратковременных фаз активизации движений, сопровождающихся поднятием территории и размывом накопившихся ранее отложений свидетельствует об импульсивности структурообразования в исследуемом регионе.

Разрядка возникающих тектонических напряжений выразилась в данном случае в пластической деформации компетентных глин, слагающих геологический разрез Таманского полуострова. Сопровождается она обычно сейсмическими событиями. На вероятность последних указывает развитие на береговом склоне обширного оползневого цирка, а также аномально высокая (катастрофическая по геологическим меркам) скорость роста поднятия. Тем не менее, данные о сейсмических событиях весны 2011 г. в этом регионе

отсутствуют. Возможно, здесь может идти речь о так называемом «медленном землетрясении».

Импульсивный характер развития тектонических структур является характерным и для других регионов. Выполненные палеотектонические реконструкции показали, что на фоне длительных периодов спокойного эволюционного развития территорий выделяются короткие интервалы, когда происходит резкая активизация тектонических движений, сопровождающаяся воздыманием территории, регрессией моря, размывом накопившихся ранее отложений и проявлением деформационных процессов. Именно в эти «революционные» этапы происходит также заложение крупных тектонических элементов и осложняющих их локальных поднятий [11, 12].

Причиной импульсивности тектонических движений может быть тангенциальный стресс, которому периодически подвергаются литосферные плиты. Горизонтальные тектонические движения и возникающие при этом напряжения способны приводить к формированию как межплитных, так и внутриплитных деформаций [13].

Импульсивному характеру развития структур земной коры посвящено достаточно большое количество работ, в числе которых в первую очередь следуют упомянуть статьи таких выдающихся отечественных ученых, как академики М.А. Усов [14] и В.Е. Хаин [15], выделивших в истории развития Земли революционные моменты – фазы тектогенеза, геодинамические циклы, отражающие непрерывно-прерывистое развитие деформаций. В одной из более поздних статей В.Е. Хаин и М.А. Гончаров выделили циклы различного ранга. Характеризуя циклы 4-го ранга, они пишут «Таковыми циклами являются отдельные фазы складчатых и надвиговых деформаций в совокупности с более «спокойными» промежутками между ними. Эта цикличность отражает непрерывно прерывистое развитие деформаций, на которое уже давно обращал внимание один из авторов данной статьи – В.Е. Хаин» [16, с. 15].

Заключение. Приведенные выше сведения дают новую информацию о механизме дислокационного процесса в областях развития грязевого вулканизма, подтверждая его импульсивный скачкообразный характер, заключающийся в чередовании продолжительных тектонически спокойных пауз и кратковременных импульсов активизации движений, обусловленных разрядкой накопившихся напряжений [11, 12]. Они также показывают, насколько аномально высокими могут быть скорости тектонических движений.

Значительная амплитуда и быстрый рост поднятия, сопровождающиеся значительными склоновыми разрушениями указывают на необходимость углубленных инженерно-геологических исследований в Керченско-Таманском регионе в связи с активным возведением здесь важных государственных объектов и организацией зон отдыха.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Попков В.И.* Геодинамическая обстановка проявления грязевого вулканизма и глиняного диапиризма (на примере Крымско-Кавказской области) // Геодинамика внутриконтинентальных орогенов и геоэкологические проблемы. Бишкек: НС РАН, 2008. С. 93–94.
2. *Шнюков Е.Ф., Митин Л.И., Цемко В.П.* Катастрофы в Черном море. Киев: Манускрипт, 1994. 210с.
3. *Попков В.И.* Тектоническая позиция Керченско-Таманских грязевых вулканов // Материалы Всерос. конф. «Дегазация Земли; геодинамика, флюиды, нефть, газ и их парагенезы». М.: ГЕОС, 2008. С. 400–401.
4. *Попков И.В.* Активизация тектонических движений на Таманском полуострове // Геология, география и глобальная энергия. 2012. № 2. С. 124–128.
5. *Попков В.И., Фоменко В.А., Глазырин Е.А., Попков И.В.* Катастрофическое тектоническое событие в Керченско-Таманской грязевулканической области // Третья тектонофизическая конференция в ИФЗ РАН. Тектонофизика и актуальные вопросы наук о Земле. Материалы докладов конференции 8-12 октября 2012 г. В 2-х томах. Т. 1. М: ИФЗ РАН, 2012. С. 411–414.
6. *Попков И.В.* Современные суперинтенсивные тектонические движения на Таманском полуострове // Тектоника складчатых поясов Евразии: сходство, различие, характерные черты новейшего горообразования, региональные обобщения. Материалы XLVI Тектонического совещания. Том II. М.: ГЕОС, 2014. С. 95–99.
7. *Попков В.И., Фоменко В.А., Глазырин Е.А., Попков И.В.* Катастрофическое тектоническое событие лета 2011 года на Таманском полуострове // Доклады АН. 2013. Том 448, № 6. С. 680–683.
8. *Байдов Ф.К., Дьяконов А.И.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности меловых отложений Таманского полуострова и южной части Азовского моря. // Геология нефти и газа. 1977. № 1. С. 25–29.
9. *Благоволин Н.С.* Геоморфология Керченско-Таманской области. // М., Изд. АН СССР, 1962. 192 с.
10. *Попков И.В.* Об аномально высокой скорости тектонических движений в областях развития грязевого вулканизма // Геология. Известия наук о Земле и природных ресурсов АН РБ. 2012. № 17. С. 27–32.
11. *Попков В.И.* Об импульсивном характере развития внутриплитных дислокаций бокового сжатия // Геология. Известия наук о Земле и природных ресурсов АН РБ. 2012. № 17. С. 33–40.
12. *Попков В.И.* Постседиментационный характер развития внутриплитных дислокаций как отражение импульсивности деформационных процессов. // Геодинамика и тектонофизика. 2013. Том 4. № 3. С. 327–339. <https://doi.org/10.5800/GT-2013-4-3-0104>.

13. Попков В.И. Стресс-тектоника литосферных плит // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. 2005. № 1. С. 71 – 79.
14. Основные формы тектонических движений // Вопросы геологии Сибири: сборник, посвященный памяти академика М.А. Усова. М.–Л.: АН СССР, 1945. Т. 1. С. 315–327].
15. Хаин В.Е. О непрерывно-прерывистом течении тектонических процессов // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1950. № 6. С. 26–44.
16. Хаин В.Е., Гончаров М.А. Геодинамические циклы и геодинамические системы разного ранга: их соотношение и эволюция в истории Земли // Геотектоника. 2006. № 5. С. 3–24.

R E F E R E N C E S

1. Popkov V.I. Geodynamic environment of mud volcanism and clay diapirism (on the example of the Crimean-Caucasian region) // Geodynamics of intra-continental orogens and geocological problems. Bishkek: NS RAS, 2008. Pp. 93–94.
2. Shnyukov E.F., Mitin L.I., Tsemko V.P. Disasters in the Black Sea. Kiev: Manuscript, 1994. 210p.
3. Popkov V.I. Tectonic Position of the Kerch-Taman Mud Volcanoes // Materials of the All-Russian Conf. "Degassing of the Earth; Geodynamics, Fluids, Oil, Gas, and Their Paragenesis." Moscow: GEOS, 2008, pp. 400-401.
4. Popkov, I.V. "Activation of Tectonic Movements on the Taman Peninsula." *Geology, Geography, and Global Energy*. 2012, no. 2, pp. 124-128.
5. Popkov V.I., Fomenko V.A., Glazyrin E.A., Popkov I.V. Catastrophic Tectonic Event in the Kerch-Taman Mud Volcanic Region // Third Tectonophysical Conference at the Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences. Tectonophysics and Current Issues in Earth Sciences. Conference papers, October 8-12, 2012. In 2 volumes. Vol. 1. Moscow: IPF RAS, 2012. Pp. 411-414.
6. Popkov I.V. Modern Superintensive Tectonic Movements on the Taman Peninsula // *Tectonics of the Folded Belts of Eurasia: Similarities, Differences, Characteristics of the Latest Mountain Building, Regional Generalizations*. Materials of the XLVI Tectonic Meeting. Vol. II. M.: GEOS, 2014. Pp. 95–99.
7. Popkov V.I., Fomenko V.A., Glazyrin E.A., Popkov I.V. Catastrophic tectonic event of the summer of 2011 on the Taman Peninsula // *Reports of the Academy of Sciences*. 2013. Vol. 448, No. 6. Pp. 680–683.
8. Baidov F.K., Dyakonov A.I. Geological structure and prospects of oil and gas potential of the Cretaceous deposits of the Taman Peninsula and the southern part of the Sea of Azov. // *Geology of oil and gas*. 1977. No. 1. Pp. 25–29.
9. Blagovolin N.S. *Geomorphology of the Kerch-Taman region*. // M., Publishing house of the USSR Academy of Sciences, 1962. 192 p.

10. Popkov I.V. On the abnormally high rate of tectonic movements in areas of mud volcanism development // *Geology. Izvestiya nauk o Zemle i prirodnnykh resursakh AN RB*. 2012. No. 17. Pp. 27–32.

11. Popkov V.I. On the impulsive nature of the development of intra-plate lateral compression dislocations // *Geology. Izvestiya of Earth Sciences and Natural Resources of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*. 2012. No. 17. Pp. 33–40.

12. Popkov V.I. Post-sedimentary nature of the development of intra-plate dislocations as a reflection of the impulsiveness of deformation processes. // *Geodynamics and Tectonophysics*. 2013. Volume 4. No. 3. Pp. 327–339. <https://doi.org/10.5800/GT-2013-4-3-0104>.

13. Popkov V.I. Stress-tectonics of Lithospheric Plates // *Ecological Bulletin of the Scientific Centers of the Black Sea Economic Cooperation*. 2005. No. 1. Pp. 71 – 79.

14. The Main Forms of Tectonic Movements // *Problems of Geology of Siberia: A Collection Dedicated to the Memory of Academician M.A. Usov*. Moscow–Leningrad: USSR Academy of Sciences, 1945. Vol. 1, pp. 315–327].

15. Khain, V.E. On the Continuous-Discontinuous Flow of Tectonic Processes // *Izv. AN USSR. Ser. geol.* 1950. No. 6. Pp. 26–44.

16. Khain V.E., Goncharov M.A. Geodynamic Cycles and Geodynamic Systems of Different Ranges: Their Relationship and Evolution in the Earth's History // *Geotectonics*. 2006. No. 5. Pp. 3–24.

Сведения об авторе:

Попков Иван Васильевич, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», ул. Ставропольская, 149, 350049, г. Краснодар, Российская Федерация, ORCID: 0000-0002-2386-6611. E-mail: iv-popkov@mail.ru.

Author's personal details:

Popkov Ivan Vasilievich, candidate of geological and mineralogical sciences, assistant professor, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Kuban State University», st. Stavropolskaya, 149, 350049, Krasnodar, Russian Federation, ORCID ID: 0000-0002-2386-6611. E-mail: iv-popkov@mail.ru.

© Попков И. В.

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-76-87

УДК 550.845+550.849

**ВОДОРАСТВОРЕННЫЕ ГАЗЫ В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ
ПЕРЕХОДНОГО КОМПЛЕКСА ПЛАТФОРМЕННОЙ ЧАСТИ
ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ**

© Салтанова Анна Георгиевна

ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»

г. Ставрополь, Российская федерация

Аннотация. Водорастворённые газы в пластовых водах переходного комплекса платформенной части Восточного Предкавказья представляют собой важный объект исследования в области нефтегазопромышленной геологии. Газы, к которым относятся метан, азот, углекислый газ и другие компоненты, оказывают значительное влияние на химический состав пластовых вод пермо-триасового комплекса. Переходный комплекс, находящийся на стыке различных геологических формаций, содержит уникальные комбинации водорастворённых газов, которые можно отобразить на треугольной диаграмме, иллюстрирующей их соотношение. Результаты изучения газогидрогеохимической обстановки, представленные в данной работе, показывают, что состав и концентрация водорастворённых газов зависят от множества факторов. К ним относятся геохимические процессы, протекающие в недрах, а также гидродинамические условия, определяющие миграцию и накопление этих газов. Например, активное взаимодействие между тектоническими элементами может способствовать накоплению определённых газов, что в свою очередь существенно влияет на состав пластовых вод. Это взаимодействие обусловлено как тектоническими движениями, так и изменениями давления и температуры в недрах. Изучение ВРГ имеет важное значение для оценки нетрадиционных ресурсов региона. Понимание процессов, связанных с образованием углеводородов, позволяет более точно прогнозировать их месторождения и запасы. Анализ водорастворённых газов не только выявляет источники их происхождения, но и помогает проследить динамику миграции в пределах пластов. Таким образом, исследование водорастворённых газов в пластовых водах Восточного Предкавказья является актуальной задачей, требующей комплексного подхода к интерпретации данных.

Ключевые слова: пермо-триасовый комплекс, газогидрогеохимический состав, водорастворённые газы, газосодержание, коэффициент газонасыщенности.

**WATER-DISSOLVED GASES IN THE RESERVOIR WATERS OF THE
TRANSITIONAL COMPLEX OF THE PLATFORM PART
OF THE EASTERN CISCAUCASIA**

© Saltanova Anna Georgievna

North Caucasus Federal University

Stavropol, Russian Federation

⁵ *Для цитирования:* Салтанова А.Г. Водорастворенные газы в пластовых водах переходного комплекса платформенной части Восточного Предкавказья // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2026. № 1. С. 76-87. DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-76-87

Ufa, Russian Federation

Abstract. Water-dissolved gases in the reservoir waters of the transitional complex of the platform part of the Eastern Ciscaucasia are an important object of research in the field of oil and gas exploration geology. Gases, which include methane, nitrogen, carbon dioxide, and other components, have a significant effect on the chemical composition of the Permian-Triassic formation waters. The transition complex, located at the junction of various geological formations, contains unique combinations of water-dissolved gases, which can be displayed on a triangular diagram illustrating their relationship. The results of the study of the gas-hydrogeochemical situation presented in this paper show that the composition and concentration of water-dissolved gases depend on many factors. These include the geochemical processes occurring in the subsurface, as well as the hydrodynamic conditions that determine the migration and accumulation of these gases. For example, active interaction between tectonic elements can contribute to the accumulation of certain gases, which in turn significantly affects the composition of reservoir waters. This interaction is caused by both tectonic movements and changes in pressure and temperature in the subsurface. The study of the VRG is important for assessing the non-traditional resources of the region. Understanding the processes associated with the formation of hydrocarbons makes it possible to more accurately predict their deposits and reserves. The analysis of water-dissolved gases not only reveals their sources of origin, but also helps to trace the dynamics of migration within the layers. Thus, the study of water-dissolved gases in the reservoir waters of the Eastern Ciscaucasia is an urgent task requiring an integrated approach to data interpretation.

Keywords: Permo-Triassic, gas-hydrogeochemical, water-dissolved gases, gas content, gas saturation coefficient.

Введение. Исследования в области нефтегазопроисковой геологии пластовых вод особое внимание отводят водорастворённым газам (ВРГ). Оценка газогидрогеохимической обстановки пермо-триасового комплекса платформенной части Восточного Предкавказья показывают, что состав и концентрация водорастворённых газов зависят от множества факторов, включая геохимические процессы в недрах и гидродинамические условия. Газы, такие как метан, углекислый газ и азот, определяют химический состав пластовых вод. Переходный комплекс, находящийся на стыке различных геологических формаций, содержит комбинации водорастворённых газов, которые можно отобразить на треугольной диаграмме, иллюстрирующей их соотношение.

Изучение водорастворённых газов важно для оценки нетрадиционных ресурсов региона. Анализ водорастворённых газов выявляет их источники и помогает проследить динамику миграции в пределах пластов.

Результаты исследований. Газовый состав подземных вод, степень газонасыщенности и давление насыщения подземных вод – это высокоинформативные гидрогеологические показатели, которые характеризуют гидрогеологические условия нефтегазоносности водонапорных систем нефтегазоносных бассейнов. В работах А. С. Зингера, В. Н. Корценштейна, Л. М. Зорькина, Л. А. Абуковой, Б. П. Акулинчева и многих других исследователей акцентируется внимание на этот факт, который требует более детального анализа [1-7]. К прямым показателям нефтегазоносности локальных

структур относят повышение упругости ВРГ. В практике геологоразведочных работ исследованиям пластовых вод не уделяется должного внимания [8, 9].

Объём проб по водорастворённым газам пластовых вод пермо-триасовых отложений площадей платформенной части Восточного Предкавказья, ограничен, но позволяет представить обобщенную характеристику газогидрогеохимической обстановки [10-12]. Статистическая обработка информации по газовой составляющей для определения статистик имеющихся совокупностей представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Статистики составляющих ВРГ и основных газовых параметров пластовых вод пермо-триасового гидрогеологического комплекса платформенной части Восточного Предкавказья

№ П/П	Параметр	Среднее	Стандартная ошибка	Медиана	Мода	Стандартное отклонение	Минимум	Максимум	Количество
1	Содержание метана, об. %	58,64	2,78	6,75	73,9	21,56	6	95,1	60
2	Содержание углекислого газа, об. %	25,45	2,93	18,5	16,3	22,47	0,18	88,9	59
3	Содержание азота, об. %	6,92	0,91	5,11	5,95	6,95	0	40,36	59
4	Содержание этан + высшие, об. %	8,21	0,99	6,21	1,9	7,65	0,01	38,5	60
5	Газосодержание, м ³ /м ³	1,9	0,2	1,8	1,4	1,03	0,150	4,01	25
6	Коэффициент газонасыщения, P _г /P _{пл}	0,39	0,07	0,03	0,13	0,34	0,07	1,4	24
7	Коэффициент метанизации водорастворенного газа, CH ₄ /C ₂ H ₆ +в	20,69	6,41	10,59		48,85	0,32	367,69	58

Разное содержание компонентов, их свойств, изменение термобарических условий определяют разнообразие ВРГ. Газы с водой рассматриваются как молекулярные растворы.

Углеводородные газы в большом количестве растворены в глубинных водах. В ловушках они составляют скопления (залежи, месторождения). Основным их компонентом (до 95 % объёма) является метан, образуемый синхронно с погружением осадков, начиная с болотных и почвенных газов. Этан, пропан, бутаны и более тяжёлые гомологи метана содержатся в незначительных количествах (2-6 % объёма). Обычно их количество

существенно возрастает лишь в приконтурных пластовых водах залежей. Метан, малые количества этана и других газов образуются уже в донных осадках. Необходимо отметить, что суммарное содержание гомологов группы (этан, пропан, бутан, пентан) на порядок ниже содержания метана. Некоторые исследователи (В.П. Строганов) считают, что газы, образовавшиеся в диагенезе, формируют крупные месторождения в верхних частях разреза, например, гигантское месторождение в Западной Сибири – Уренгой.

Содержание углеводородных газов в составе ВРГ пермо-триасового гидрогеологического комплекса на большей части изучаемой территории составляет более 75 %. На общем фоне высокого содержания углеводородных газов в составе ВРГ выделяются три зоны пониженного их содержания (менее 75 %): 1) западная часть Довсунского прогиба и Восточно-Ставропольская впадина, 2) центральная часть зоны Манычских прогибов, 3) центральная часть Ачикулакского вала, Степновское поднятие и Березкинский прогиб.

Углекислый газ CO_2 поступает в глубинные воды в основном в результате разложения органического вещества в седиментогенезе и диагенезе. Его содержание в ВРГ варьирует от долей до единиц процента, при дальнейшем погружении он образуется при динамо- и термометаморфизме карбонатных пород. Возможно поступление его в подземные воды из магматических пород. Углекислый газ благодаря химической активности участвует в ряде химических процессов, например в установлении равновесия между карбонатами и гидрокарбонатами (карбонатное равновесие). На большей части изучаемой территории содержание CO_2 в составе ВРГ пермо-триасового гидрогеологического комплекса не превышает 25 %. Однако выделяются три зоны повышенного содержания CO_2 (более 25 %), которые территориально соответствуют зонам пониженного содержания (менее 75 %) углеводородных газов.

Азот повсеместно присутствует в водах атмосферы. Вероятная величина захвата его из воздуха составляет $18 \text{ см}^3/\text{дм}^3$; фактически в глубинных водах она колеблется обычно в пределах $10\text{-}400 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ (от нескольких до 60-70% объёмных). Азот образует два генетических типа – воздушный, то есть захваченный из атмосферы, и органогенный, образуемый в породе при разложении органического вещества. Известно, что одним из основных компонентов органики являются белки, основу которых составляют аминокислоты. Они в основном и являются источником органогенного азота.

В составе ВРГ пластовых вод пермо-триасового гидрогеологического комплекса азот содержится в объёме от 1,1 до 19,5 %. Содержание увеличивается с запада на восток и максимальных значений достигает на востоке Прикумской системы поднятий. Преобладающими газами в составе водорастворённых считаются метан, углекислый газ и азот. В зависимости от количественного сочетания преобладающих водорастворённых газов

выделяются 13 классов. Название газовой смеси даётся в порядке убывания количества газовых компонентов, представленных в таблице 2.

Таблица 2 - Классы ВРГ по составу и содержанию компонентов

Класс	Название класса	Состав, %		
		CH ₄	N ₂	CO ₂
I	Метановый	75-100		
II	Метаново-азотный	50-75	25-50	
III	Метаново-углекислый	50-75		25-50
IV	Азотный		75-100	
V	Азотно-метановый	25-50	50-75	
VI	Азотно-углекислый		50-75	25-50
VII	Углекислый		75-100	
VIII	Углекисло-метановый	25-50		50-75
IX	Углекисло-азотный		25-50	50-75
X	Метаново-углекисло-азотный	50-75	0-25	25-50
XI	Азотно-метаново-углекислый	25-50	50-75	0-25
XII	Углекисло-азотно-метановый	0-25	25-50	50-75
XIII	Равновесные метаново-углекисло-азотные газы	0-50	0-50	0-50

По соотношению объёмов отдельных газовых компонентов выделяются следующие типы ВРГ пермо-триасового гидрогеологического комплекса (рис. 1): метановый, метаново-углекисло-азотный, метаново-углекислый, углекисло-метановый, углекисло-азотно-метановый.

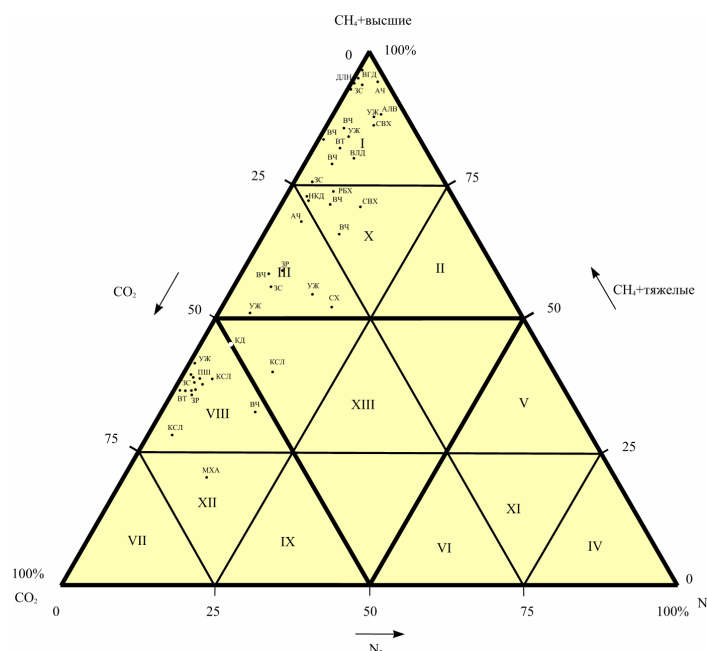


Рисунок 1 – Классификация водорастворённых газов пермо-триасовых отложений платформенной части Восточного Предкавказья

где: I – метановый; II – метаново-азотный; III – метаново-углекислый; IV – азотный; V – азотно-метановый; VI – азотно-углекислый; VII – углекислый; VIII – углекисло-метановый;

IX – углекисло-азотный; X – метаново-углекисло-азотный; XI – азотно-метаново-углекислый; XII – углекисло-азотно-метановый; XIII – равновесные метаново-углекисло-азотные.

По площади распространения пермо-триасового гидрогеологического комплекса газосодержание изменяется от 450 до 4010 см³/дм³. На фоне газосодержания 2000 см³/дм³ выделяются зоны низкого и высокого газосодержания. Первая зона низкого газосодержания примыкает к Ставропольскому своду и оконтуривает границу выклинивания пермо-триасового комплекса (западная часть Арзгирского прогиба, Петропавловского поднятия, Довсунского прогиба, Александровско-Георгиевская моноклираль). Вторая зона низкого газосодержания протягивается с севера на юго-восток центральной части исследуемой территории (восточная часть Арзгирского прогиба, Озек-Суатское поднятие, западная часть Таловской ступени, Бажиганский, Капиевский прогибы, восточная часть Ачикулакского вала, Березкинский прогиб).

Первая зона высокого газосодержания (до 3600 см³/дм³, пл. Долиновская) распространена на западе исследуемой территории и заключена между двумя зонами низкого газосодержания, описанных выше. Вторая зона высокого газосодержания (до 4010 см³/дм³, пл. Северо-Кочубеевская) приурочена к зоне Манычских прогибов и восточной части Прикумской системы поднятий.

По глубине состав ВРГ изменяется в результате увеличения содержания углеводородных газов и общего газосодержания увеличивается (рис. 2).

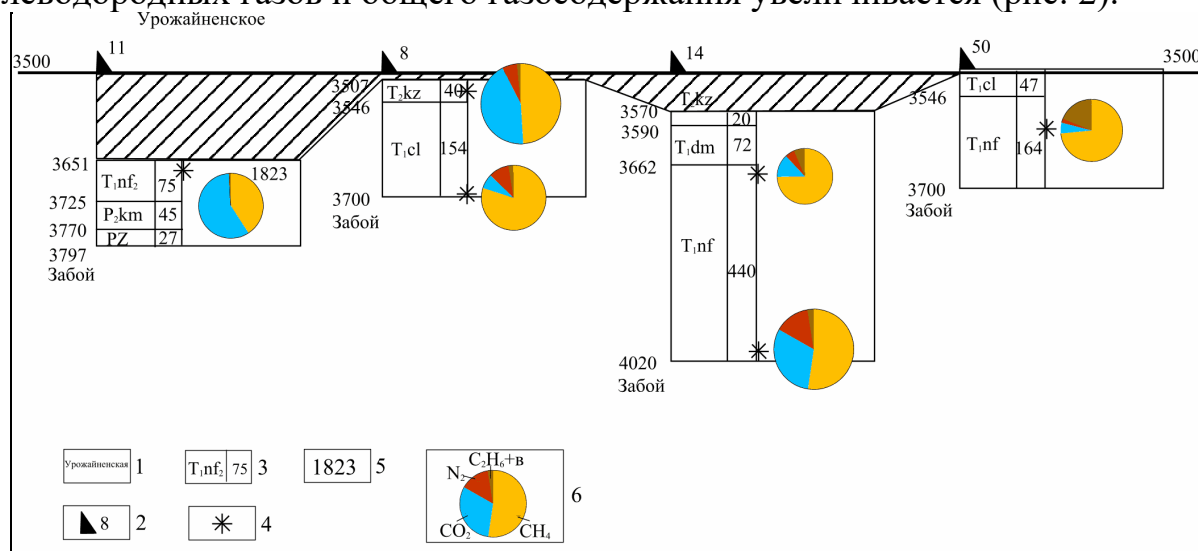


Рисунок 2 – Состав водорастворённых газов пермо-триасовых отложений платформенной части Восточного Предкавказья (месторождение Урожайненское) [7],

где: 1 – наименование месторождения, площади; 2 – номер скважины; 3 – стратиграфия, толщина, м; 4 – глубина отбора; 5 – газосодержание, см³/дм³; 6 – график-круг состава водорастворённых газов.

Исключение составляет скв. Каясулинская, где содержание углеводородных газов снижается с 36 до 26 % по глубине, а газосодержание - от 1920 до 1450 см³/дм³. Преобладающим типом водорастворённых газов по площади распространения является метановый тип, что можно наблюдать на рисунке 3.

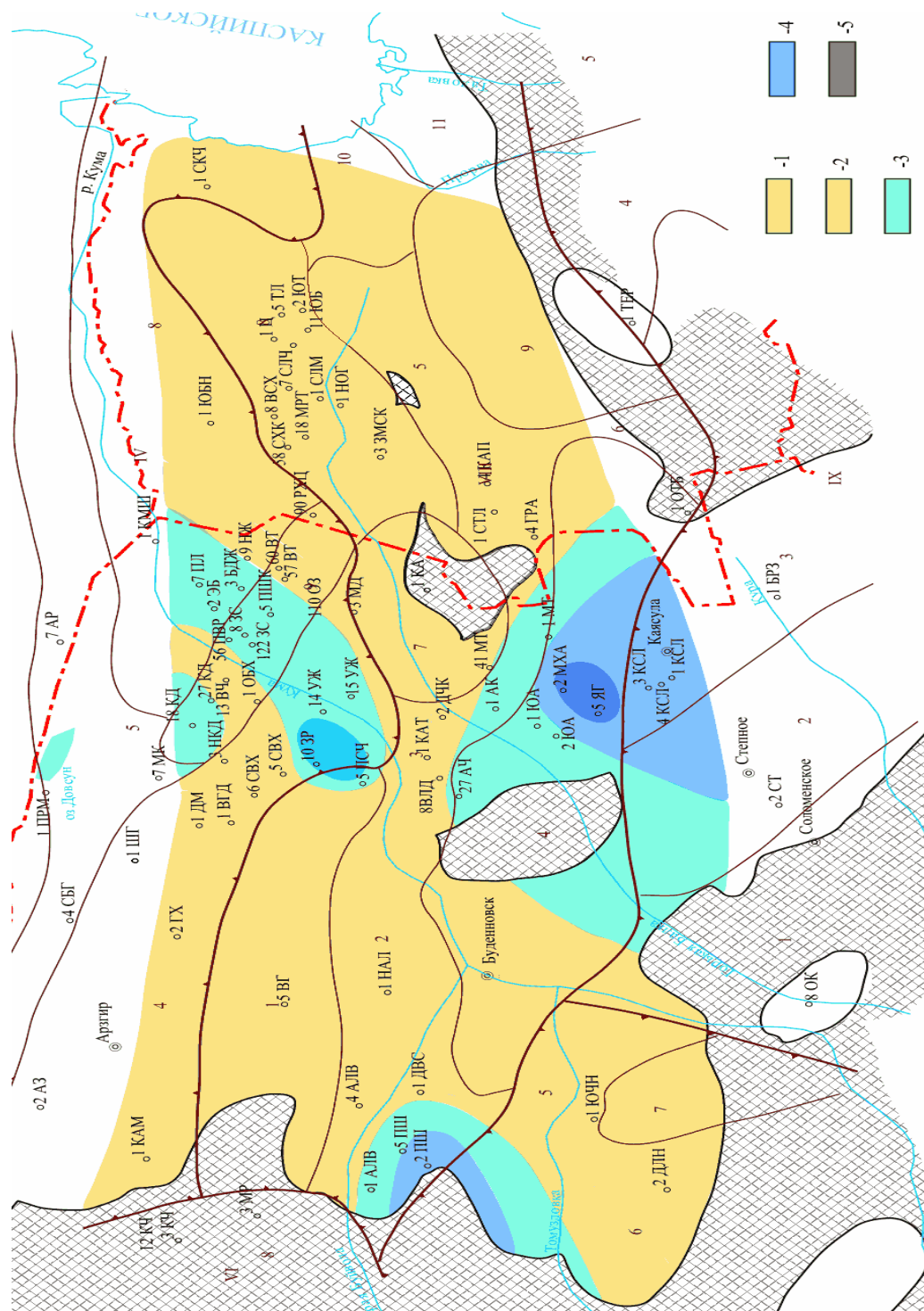


Рисунок 3 – Схематическая карта типизации водорастворённых газов пластовых вод пермо-триасовых отложений платформенной части Восточного Предкавказья [7], где типы ВРГ: 1 – метановый; 2 – метаново-углекисло-азотный; 3 – метаново-углекислый; 4 – углекисло-метановый; 5 – углекисло-азотно-метановый.

На общем фоне распространения водорастворённых газов метанового типа выделяются три зоны, содержащих отдельные поля изменения типов водорастворённых газов. Порядок изменения типов ВРГ следующий: метановый → метаново-углекисло-азотный → метаново-углекислый → углекисло-метановый → углекисло-азотно-метановый. Распространение полей соответствует вышеописанным зонам пониженного содержания углеводородных газов и повышенного содержания углекислого газа в составе водорастворённых газов пластовых вод. Коэффициент газонасыщенности пластовых вод пермо-триасового гидрогеологического комплекса (рис. 4) показывает, что на большей части территории Восточного Предкавказья воды недонасыщены газом ($K_r < 1$). При этом одна, значительная по размерам, зона минимальных значений коэффициента газонасыщенности ($K_r < 0,25$) расположена в центральной части изучаемой территории, разделяя её как бы на две части. Наименьшие значения коэффициента ($K_r = 0,13$) установлены на Урожайненской и Каясулинской площадях.

Другая, значительно меньшая по размерам, зона минимальных значений K_r выделяется в западной части территории, непосредственно примыкающей к области выклинивания пермо-триасовых отложений у Ставропольского сводового поднятия ($K_r = 0,13$, площадь Пашолкинская). Необходимо отметить, что эти зоны соответствуют зонам повышенного содержания в водах CO_2 . Это подтверждается также зависимостью содержания CO_2 от коэффициента газонасыщенности (степенная функция, $R = 0,74$).

Выделяются также две небольшие по размерам зоны, в пределах которых $K_r > 1$: первая зона приурочена к Александровско-Георгиевской моноклинали (пл. Долиновская, $K_r = 1,22$); вторая – к восточной части Восточно-Манычского прогиба (пл. Северо-Кочубеевская, $K_r = 1,01$).

Выводы. Исследования газогидрогеохимической обстановки пермо-триасового комплекса в платформенной части Восточного Предкавказья дали основания предполагать, что преобладание метаново-углекислого типа ВРГ пластовых вод в центральной и западной частях изучаемой территории и недонасыщенность вод растворенным газом, возможно при влиянии дегазации глубинных горизонтов, т.е. поступлении углекислого газа и конденсированных более пресных вод из подстилающих палеозойских отложений. Обогащенность ВРГ углекислым газом в Прикумском нефтегазоносном районе вероятно связано с его глубинным генезисом. На стадии апокатагенеза, в которой находятся палеозойские отложения Восточного Предкавказья, происходит конверсия метана, формирование новых порций хемогенной воды и их вертикальная миграция. Так как CO_2 обладает большим миграционным потенциалом, то пластовые воды обогащаются им, формируя метаново-углекислый тип ВРГ. Вертикальная миграция становится возможной в силу наличия тектонических нарушений.

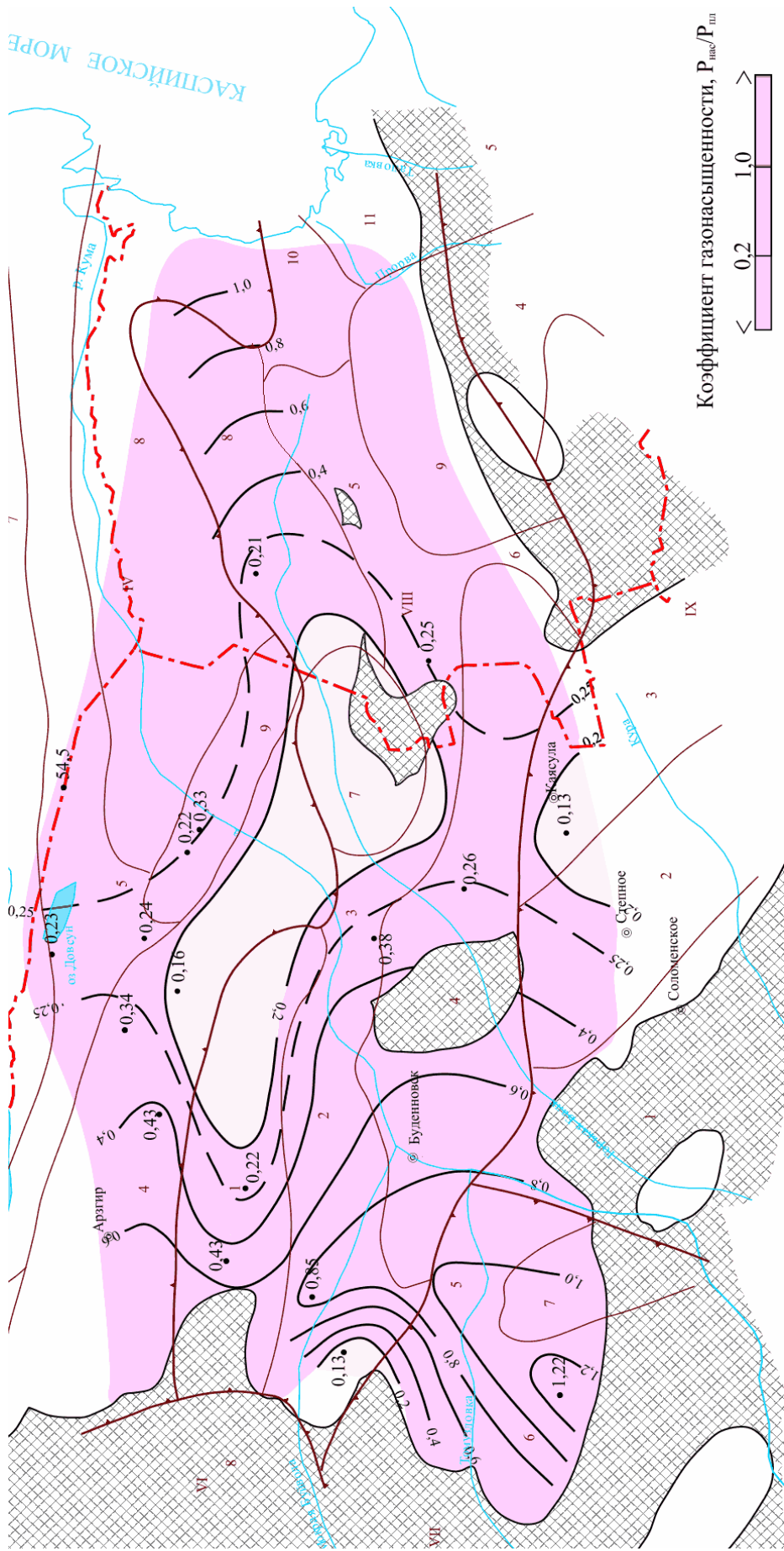


Рисунок 4 – Схематическая карта коэффициента газонасыщенности пластовых вод пермо-триасовых отложений платформенной части Восточного Предкавказья [7]

Дегазация является важным фактором в образовании и изменении состава пластовых вод, что в свою очередь влияет на характеристики нефтегазоносных систем [13-20]. В частности, обогащение ВРГ углекислым газом в Прикумском нефтегазоносном районе, как предполагается, связано с его глубинным генезисом. Таким образом, понимание процессов дегазации и их влияния на состав водорастворённых газов на данной территории является важным оценочным критерием потенциала нефтегазоносности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абукова Л.А. Водорастворенные газы Туркменистана как перспективный источник углеводородного сырья // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения: сб. науч. тр. Л., 1990. С. 150–156.
2. Акулинчев Б.П., Панченко А.С., Терновой Ю.В. Водорастворенные газы Предкавказья, их ресурсы, прогноз и возможности использования // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: материалы Междунар. симпоз. С-Пб., 1992. Т. 2. С. 83–84.
3. Салтанова А.Г. Развитие инверсионных зон гидрогеохимического разреза Восточного Предкавказья // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2025. №4. С. 27-46. DOI: 10.24412/1728-7634-2025-4-27-46.
4. Корценштейн В.Н. Принципы районирования перспективных территорий, представляющих интерес для утилизации растворенных газов пластовых вод // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения: сб. науч. тр. Л., 1990. С. 116–123.
5. Ларичев В.В., Попков В.И. Гидрогеология доюрских отложений Южного Мангышлака. Ставрополь: СевКавГТУ, 2003. 144 с.
6. Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Гидрогеохимическая и гидродинамическая зональность триасовых нефтегазоносных структур Скифско-Туранской платформы // Геология, география и глобальная энергия. 2023. № 3 (90). С. 33–40.
7. Пяткова А.Г. Гидрогеологические условия нефтегазоносности пермо-триасового комплекса Восточного Предкавказья: Дис. канд. Геол.-минерал.наук. Ставрополь: СевКавГТУ, 2004. – 213с.
8. Суббота М.И., Романюк А.Ф., Ильченко В.П. О газогидрохимических критериях отдельного прогноза углеводородных залежей // Проблемы нефтегазопоисковой гидрогеологии: Сб. научн. Трудов / ИГИРГИ. – М., 1989. С. 20-26.
9. Назаренко В.С. Гидрогеохимические условия и перспективы нефтегазоносности южных регионов Российской Федерации. Автореферат диссерт. на соискание ученой степени доктор геол.-минерал. наук. Ростов-на-Дону: РГУ, 2003.-46 с.
10. Hydrogeological Settings of Sediments of the Permo-triassic Complex of the Eastern Ciscaucasia. Authors A.G. Saltanova1 and V.M. Yakushev. View

Affiliations. Publisher: European Association of Geoscientists & Engineers. Source: Geomodel 2018, Sep 2018, Volume 2018, p.1 – 5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201802365>

11. Результаты гидродинамических исследований скважины на примере скважин Восточного Предкавказья / В.Э. Сова, А.Г.Г. Керимов, А.Г. Салтанова [и др.] // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития: сборник трудов Международной научно-практической конференции, Ставрополь, 01–02 декабря 2020 года / Северо-Кавказский федеральный университет. – Ставрополь: Издательство "АГРУС", 2020. – С. 157-161. – EDN VXSKHU.

12. Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Структура глубокопогруженных комплексов осадочных бассейнов: гидрогеологические аномалии и нефтегазоносность как следствие внедрения глубинных флюидов (на примере месторождений Южного Мангышлака) // Геотектоника. 2023. № 3. С. 41–66. DOI: 10.31857/S0016853X23030050

13. Попков В.И., Попков И.В. Вторичные резервуары углеводородов в триасовой вулканогенно-карбонатной формации, связанные с складчато-надвиговыми дислокациями Южно-Мангышлакского прогиба // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2023. № 1 (30). С. 81–92. DOI: 10.24412/1728-7634-2023-1-81-92.

14. Попков В.И. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Оймаша // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2025. №2. С. 42-58. DOI 10.24412/2949-4052-2025-2-42-58.

15. Попков В.И., Попков И.В., Дементьева И.Е. Роль глубинных флюидов в формировании резервуаров углеводородов в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2023. № 4. С. 99-112. DOI 10.24412/29494052-2023-4-99-112.

16. Геология и нефтегазоносность Предкавказья / Орел В.Е., Распопов Ю.В., Скрипкин А.П. и др. / Под ред. академика МАМР, д.г.-м.н. В.Е. Орла.-М.: ГЕОС, 2002. 299с.

17. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа / [А. И. Летавин, В. Е. Орел, С. М. Чернышев и др.]; отв. ред. Н. А. Крылов; Ин-т геологии и разраб.горючих ископаемых. - Москва: Наука, 1987. — 93 с.

18. Слюсарев, Г.В., Соколенко, Э.В., Салтанова, А.Г. Методы диапазона и кластеров для моделирования нанокристаллов с дефектами. Майорова В.И. Комкин А.И. (ред.) Интегрированные подходы к системной инженерии, интеллектуальным технологиям и инновациям в освоении космоса. Чтения Королева: чтения Королева 2022, 2023. Конспекты лекций по сетям и системам, том 1632. Спрингер, Чам. 2026. https://doi.org/10.1007/978-3-032-05751-8_43

19. Киреева Т.А., Буданова Д.И. Роль вертикальной миграции высокотемпературных флюидов в формировании пластовых вод нефтегазовых

месторождений на севере Западно-Сибирского бассейна // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2013. №3. С. 25-30.

20. Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Глубинные флюиды, гипогенно-аллогенетическое разуплотнение и нефтегазоносность триасовых отложений Южного Мангышлака // Актуальные проблемы геологии и нефтегазоносности Мангистауского региона. Сборник статей Труды КОНГ (На базе докладов Международной геологической Конференции «Нефтегазовое будущее Мангистау» и научных трудов геологов-исследователей Мангистауского региона) / Под ред.: Б.М. Куандыкова, Б.А. Ескожа, Г.Е. Кулумбетовой, Т.Р. Заманова. – Алматы: Color Media, 2024. С. 28-45.

Сведения об авторе

Салтанова Анна Георгиевна, Кандидат геолого-минералогических наук, доцент. Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Северо-Кавказский федеральный университет». 355017, г. Ставрополь, ул. Пушкина, 1. ORCID ID: 0000-0002-1077-4822. E-mail: asaltanova@ncfu.ru

Authors' personal details:

Saltanova Anna Georgievna, PhD in Geology and Mineralogy, Associate Professor. Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education "North Caucasus Federal University." 1 Pushkin Street, Stavropol, 355017. ORCID ID: 0000-0002-1077-4822. Email: asaltanova@ncfu.ru

© Салтанова А. Г.

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-88-107

УДК 552.321.6+553.46

**МИНЕРАЛОГИЯ САРАНГАЕВСКОГО ХРОМИТОПРОЯВЛЕНИЯ В
ПЕРЕХОДНОМ МАНТИЙНО-КОРОВОМ КОМПЛЕКСЕ МАССИВА
СРЕДНИЙ КРАКА (ЮЖНЫЙ УРАЛ)**

© Шабутдинов Тимур Денисович, Савельев Дмитрий Евгеньевич

Институт геологии

ФГБНУ «Уфимский федеральный исследовательский центр

Российской Академии наук»,

г. Уфа, Российская Федерация

Аннотация. Изучена минералогия Сарангаевского рудопоявления, обладающего специфическим минеральным составом по сравнению как с высокохромистыми хромититами в краевых дунитах мантийного разреза, так и с железистыми хромититами верлит-клинопироксенитового комплекса. Показано, что для хромититов изученного рудопоявления характерна зональность (неоднородный состав) с преобладанием глиноземистых разностей, в интерстициях рудных минералов и во включениях в значительных количествах присутствуют высокотемпературные силикаты – орто- и клинопироксены, оливин, амфиболы. Обнаружены выделения сульфидов основных металлов и минералов платиновой группы, для которых характерна высокотемпературная геохимическая специализация (Ru-Os-Ir). Определены P-T-fO₂ условия кристаллизации хромититов и нерудных минералов, высказаны два возможных варианта образования хромититов: 1) кумуляты наиболее ранних порций частичного расплава, тектонически перемещенные внутрь мантийного разреза по поперечному разлому, 2) реститовые образования, сформированные в ультрамафитах гарцбургитового комплекса.

Ключевые слова: хромититы, офиолиты, ультрамафиты, переходный мантийно-коровый комплекс, Крака

**MINERALOGY OF SARANGAEVSKOE CHROME ORE OCCURRENCE IN
THE MANTLE-CRUST TRANSITION ZONE OF CENTRAL KRAKA
OPHIOLITE MASSIF (SOUTH URALS)**

© Shabutdinov Timur Denisovich, Saveliev Dmitry Evgenievich

Institute of Geology

FGBNU "Ufa Federal Research Center"

Ufa, Russian Federation

Summary. The mineralogy of the Sarangaevskoe ore occurrence, which has a unique mineral composition compared to both high-chromium chromitites in marginal dunites of the upper mantle section and ferruginous chromitites of the wehrlite-clinopyroxenite transition zone, was studied. It was shown that the chromitites of the studied ore occurrence are characterized by zonation

Для цитирования: Шабутдинов Т.Д., Савельев Д.Е. Минералогия сарангаевского хромитопроявления в переходном мантийно-коровом комплексе массива Средний Крака (Южный Урал) // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2026. № 1. С. 88-107. DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-88-107

(heterogeneous composition) with a predominance of aluminous varieties. High-temperature silicates—ortho- and clinopyroxenes, olivine, and amphiboles—are present in significant quantities in the interstices of chromite grains and as inclusions. Sulfide segregations of base metals and platinum-group minerals, characterized by refractory geochemical specialization (Ru-Os-Ir), were discovered. The PT conditions for the crystallization of chromitites and silicates have been determined, and two possible variants for the formation of chromitites have been proposed: 1) cumulates of the earliest portions of partial melt, tectonically moved inside the mantle section along a transverse fault, 2) restite formations formed in ultramafic rocks of the harzburgite unit.

Keywords: chromitite, ophiolite, ultramafic rocks, mantle-crust transition zone, Kraka

Введение. Генезис хромититов, связанных с офиолитовыми комплексами, представляет собой до настоящего времени нерешенную проблему, а поиски хромовых руд в офиолитах остаются актуальной задачей в практическом плане [1–3]. Подавляющее количество месторождений в офиолитах относится к так называемому «подиформному типу» и располагается в мантийном разрезе офиолитов, где неизменно вмещается дунитовыми телами различного размера и морфологии [4–5]. В широком диапазоне могут варьировать количественные характеристики оруденения, соотношения между размерами залежей и ее дунитовой оторочкой, а также степень концентрации оруденения – от редковкрапленных хромититовых прожилков (seams) в мощных дунитовых телах до крупных залежей массивных хромититов, отделенных от гарцбургитов небольшой по мощности дунитовой оторочкой (dunite envelope). С данным типом оруденения связаны все экономически значимые концентрации хромититов в офиолитовых комплексах мира [6–8].

Значительно реже хромититы образуют скопления внутри переходного мантийно-корового комплекса на границе мантийных тектонитов (лерцолитов, гарцбургитов) и существенно мафитовых пород (габбро, норитов, апогаббровых амфиболитов), которые залегают в основании корового комплекса офиолитов. Несмотря на небольшие размеры рудопроявлений данного типа, они часто могут содержать в себе повышенные концентрации элементов платиновой группы, вплоть до образования экономически значимых месторождений (например, в офиолитах Шетлендских островов).

Химический состав рудообразующих хромшпинелидов также может варьировать в довольно значительном диапазоне: от высокохромистых (55–65 мас.% Cr₂O₃) до глиноземистых (менее 50 мас.% Cr₂O₃), причем в некоторых массивах он выдержан, а в других изменчив [7,9]. Для рудопроявлений переходной зоны типичной является повышенная железистость рудообразующих минералов.

Оба описанных выше типа оруденения встречаются в пределах массива Средний Крака, но в самой южной его части их уверенное отнесение к тому или иному типу затруднено вследствие интенсивной серпентинизации и наруженности разреза в области перехода от мантийного разреза к коровому.

Основной задачей настоящего исследования является детальная минералогическая характеристика одного из рудопроявлений, находящихся в области данного перехода.

Геологическая обстановка. Сарангаевское хромитопроявление расположено в южной части массива Средний Крака, вблизи «петрологической границы Мохо» (ПГМ), разделяющий образования так называемых мантийного и корового разрезов офиолитовой ассоциации (рис. 1). От ПГМ на восток обнажаются мантийные тектониты, представленные краевыми дунитами, перемежающимися на протяжении около 1.5 км с породами дунит-гарцбургитового комплекса, далее к востоку они сменяются преобладающими лерцолитами. Западнее ПГМ разрез представлен незакономерным чередованием на протяжении около 1 км верлитов, клинопироксенитов, серпентинитов и меланократовых гнейсовидных габбро. Затем следует существенно мафитовая часть разреза с преобладанием однородного крупнозернистого роговообманкового габбро.

Помимо описываемого Сарангаевского рудопроявления (точка 748 (2571) на рис.1), на рассматриваемой территории расположено множество хромитопроявлений различного масштаба. Наиболее значимые из них приурочены к мощным дунитовым телам в краевой зоне мантийных тектонитов. Среди них: Правосаксейская рудная зона (423, 938, 1108, 1860), месторождение Левый Саксей (1870), Шатран (1872, 1114), Ключевское рудопроявление (1882, 1885, 1886), месторождения Акбура (167), Хамитовское (189/2568). Небольшие рудопроявления железистых хромититов с высокими содержаниями платиноидов приурочены к верлит-клинопироксенитовой зоне (186, 1505). Кроме того, ряд мелких рудопроявлений приурочен к серпентинитам меланжа, проникающим вдоль долины ручья Черный Ключ внутрь мафитового разреза (165, 1900, 1928, 2558).

Геологическая позиция Сарангаевского рудопроявления неоднозначна, так как оно вместе с проявлениями 168 и 2567 находится в «области неопределенности» – вблизи границы мантийного разреза и верлит-клинопироксенитового комплекса и, кроме того, в зоне наложенной серпентинизации, которая связана с проявлением поперечного сдвигового нарушения, проходящего вдоль долины р.Кага и разделяющего массивы Средний и Южный Крака. Вследствие слабой обнаженности и тектонической нарушенности разреза, сведения о геологии этих рудопроявлений весьма скудные. На Сарангаевском рудопроявлении оруденение вскрыто канавами и небольшой затопленной выемкой размером 1,5x1,5x2 м, в отвалах встречаются редкие обломки массивных хромититов и более обильные – выветрелых серпентинитов.

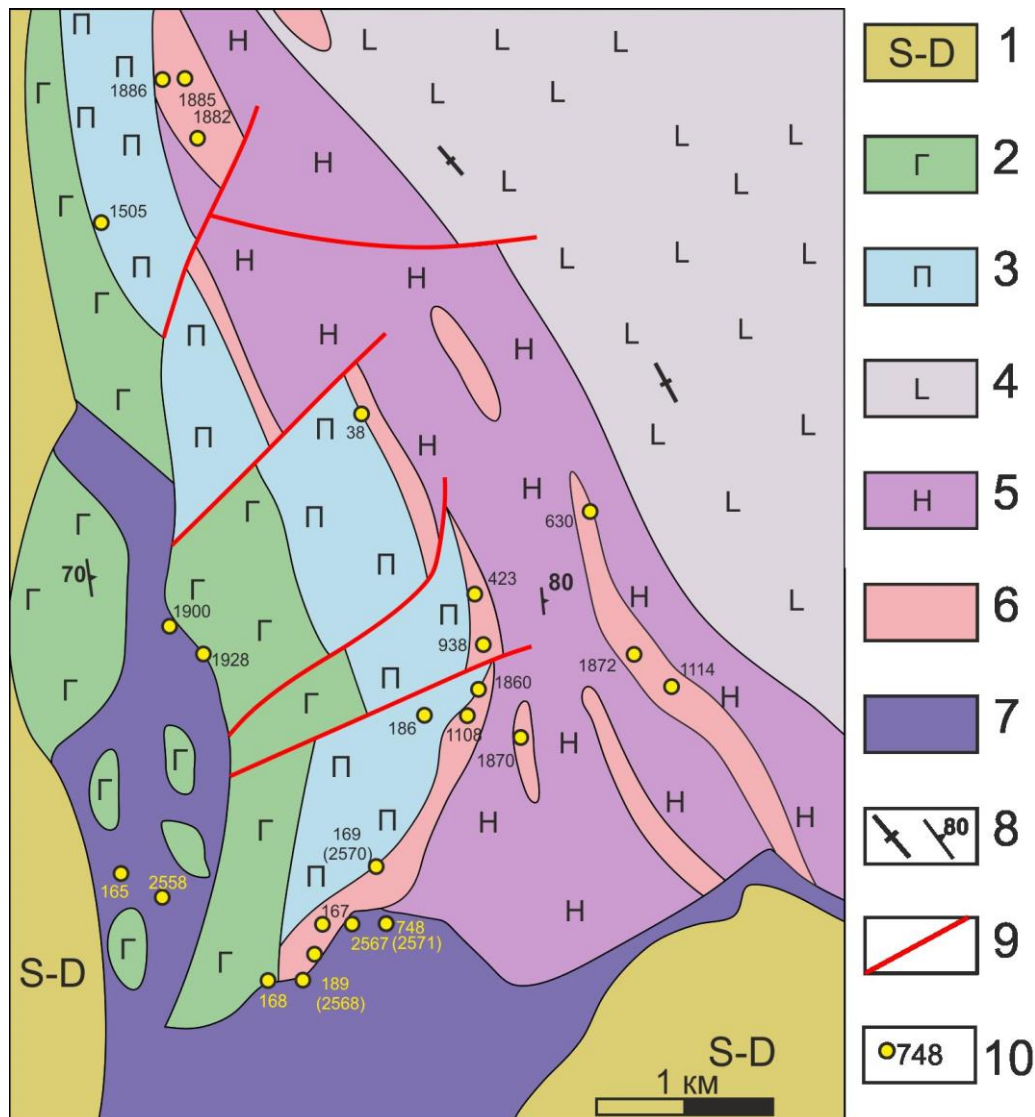


Рисунок 1 – Геологическое строение юго-западной части массива Средний Крак, по [10] где: 1 – вмещающие осадочные и вулканогенно-осадочные породы силура и девона, 2 – габброиды, 3 – клинопироксениты, верлиты, 4 – преимущественно лерцолиты с подчиненными гарцбургитами и дунитами, 5 – дунит-гарцбургитовый комплекс, 6 – преимущественно дуниты, 7 – серпентиниты, 8 – структурные элементы мафитов и ультрамафитов (полосчатость, минеральная уплощенность), 9 – разрывные нарушения, 10 – хромитопоявления

Методы исследований. Отобранные в ходе полевых работ 2024 годов образцы хромититов изучались в виде аншлифов на сканирующем электронном микроскопе Tescan Vega 4 Compact с анализатором Xplorer 15 (Oxford Instruments, Великобритания) в Институте геологии УФИЦ РАН, г.Уфа. Обработка спектров производилась автоматически при помощи программного пакета AzTec One с использованием методики TrueQ. При съемке использованы следующие установки: ускоряющее напряжение 20 кВ, ток зонда в диапазоне 3–4 нА, время накопления спектра в точке 60 секунд в режиме «Point&ID». На основе спектров химического состава рассчитывались формульные

коэффициенты для породообразующих и акцессорных минералов. Формулы хромшпинелидов и оливина рассчитывались на 4, пироксенов – на 6 атомов кислорода, соответственно. В формуле хромшпинелидов количество двух- и трехвалентного железа определялось по стехиометрии минерала. Расчет формул амфиболов проводился на 23 атома кислорода по методу, изложенному в работе [11].

Содержания минералов в составе оливина и пироксенов определены следующим образом: форстерита ($Fo = Mg / (Mg + Fe)$, ат.%), энстатита ($En = Mg / (Mg + Fe + Ca)$, ат.%), ферросилита ($Fs = Fe / (Mg + Fe + Ca)$, ат.%), волластонита ($Wo = Ca / (Mg + Fe + Ca)$, ат.%). Аббревиатуры, использованные на рисунках, соответствуют утвержденным в Международном справочнике по новым минералам, номенклатуре и классификации (IMA–CNMNC) [12].

Результаты исследований. Хромититы Сарангаевского хромитопроявления характеризуются богатым минералогическим составом (таблица 1).

Таблица 1 – Породообразующие и акцессорные минералы хромититов

№	Минерал	Формула	Распространенность
1	Хромшпинелид	$(Mg, Fe)(Cr, Al, Fe)_2O_4$	++++
2	Серпентин	$Mg_3(Si_2O_5)(OH)_4$	+++
3	Оливин	$(Mg, Fe)_2SiO_4$	++
4	Ортопироксен	$MgFe(Si_2O_6)$	++
5	Клинопироксен	$CaMg(Si_2O_6)$	++
6	Паргасит	$NaCa_2(Mg_4Al)Si_6Al_2O_{22}(OH)_2$	++
7	Магнезиальная роговая обманка	$Ca_2[Mg_4(Al, Fe^{3+})]Si_7AlO_{22}(OH)_2$	++
8	Эденит	$NaCa_2Mg_5Si_7AlO_{22}(OH)_2$	+
9	Аваруит	Ni_3Fe	++
10	Хизлевудит	Ni_3S_2	++
11	Борнит (окисленный)	Cu_5FeS_4	+
12	Диенерит	Ni_3As	+
13	Лаурит	RuS_2	+

Примечание. ++++ - главные минералы (до 90–100% породы), +++ - второстепенные минералы (10–30% породы), ++ - акцессорные минералы (до 1–5% породы), + - единичные находки

Породообразующие минералы представлены хромшпинелидами и серпентином, занимающим интерстиции между рудными минералами. Встреченные в образцах хромититов шпинелиды $((Mg, Fe)(Cr, Al, Fe)_2O_4)$ по классификации Н.В. Павлова образуют ряд от хромпикотита до алюмохромита. За редким исключением встречаются субферриалюмохромит и хромит (рис. 2А). Магнезиальность ($\#Mg$) составляет 0.37–0.73, хромистость ($\#Cr$) – 0.44–0.73 (см. рис. 2Б).

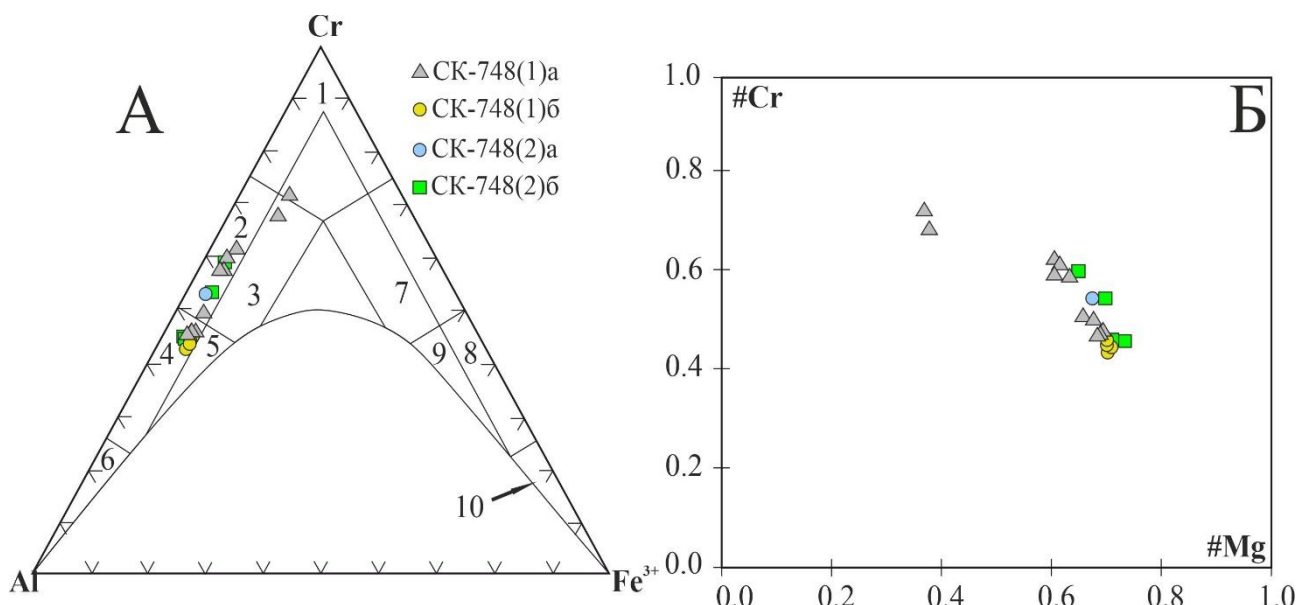


Рисунок 2 – Особенности состава хромшпинелидов:

A - классификационная диаграмма хромшпинелидов: 1 - хромит, 2 – алюмохромит, 3 – субферриалюмохромит, 4 – хромпикотит, 5 – субферрихромпикотит, 6 – пикотит, 7 – субалюмоферрихромит, 8 – хроммагнетит, 9 – субалюмохроммагнетит, 10 – магнетит, поля по [15]; *Б* - диаграмма #Cr–#Mg для хромшпинелидов. #Cr = Cr/(Cr+Al+Fe³⁺). #Mg = Mg/(Mg+Fe²⁺).

Содержание главных оксидов варьирует в следующих пределах: MgO – 7.0–16.61 мас.%; FeO – 11.0–21.6; Al₂O₃ – 9.28–30.00; Cr₂O₃ – 37.68–53.54; Fe₂O₃ – 1.9–6.0; TiO₂ – 0.12–0.29; V₂O₃ – 0.15–0.30; MnO – 0.28–0.41. В таблице 2 приведены некоторые анализы хромшпинелидов.

Таблица 2 – Представительные анализы химического состава хромшпинелидов из хромититов

№ п/п	№ образца	MgO	FeO	MnO	Al ₂ O ₃	Cr ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	V ₂ O ₃	TiO ₂	Всего	#Cr	#Mg
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	СК-748(1)а	15.74	12.24	0.31	28.94	39.25	3.25	0.25	0.14	100.12	0.46	0.70
2		12.62	14.86	0.34	17.90	50.71	3.00	0.22	0.17	99.82	0.63	0.60
3		15.83	12.00	0.33	29.24	38.96	3.26	0.17	0.18	99.97	0.45	0.70
4	СК-748(1)б	16.26	12.00	-	29.39	39.66	3.50	-	0.24	101.05	0.46	0.71
5		16.38	12.00	0.30	29.64	39.28	3.63	0.19	0.21	101.63	0.45	0.71
6	СК-748(2)а	14.92	12.93	0.33	24.34	46.06	2.00	0.20	-	100.78	0.55	0.67
7	СК-748(2)б	13.81	13.46	-	20.17	49.03	2.00	0.24	-	98.71	0.61	0.65
8		16.45	12.00	-	29.82	40.10	1.90	0.21	-	100.48	0.46	0.71
Кристаллохимическая формула												
1	СК-748(1)а	(Mg _{0.69} Fe ²⁺ _{0.30} Mn _{0.01}) _{1.00} (Al _{1.00} Cr _{0.91} Fe ³⁺ _{0.07} V _{0.01}) _{1.99} O _{4.00}										
2		(Mg _{0.59} Fe ²⁺ _{0.39} Mn _{0.01}) _{0.99} (Cr _{1.26} Al _{0.66} Fe ³⁺ _{0.07} V _{0.01}) _{2.00} O _{4.00}										
3		(Mg _{0.69} Fe ²⁺ _{0.30} Mn _{0.01}) _{1.00} (Al _{1.01} Cr _{0.91} Fe ³⁺ _{0.07}) _{1.99} O _{4.00}										

4	СК-748(1)б	$(\text{Mg}_{0.71}\text{Fe}^{2+}_{0.29})_{1.00}(\text{Al}_{1.01}\text{Cr}_{0.91}\text{Fe}^{3+}_{0.08}\text{Ti}_{0.01})_{2.00}\text{O}_{4.00}$
5		$(\text{Mg}_{0.71}\text{Fe}^{2+}_{0.29}\text{Mn}_{0.01})_{1.01}(\text{Al}_{1.01}\text{Cr}_{0.90}\text{Fe}^{3+}_{0.08})_{1.99}\text{O}_{4.00}$
6	СК-748(2)а	$(\text{Mg}_{0.67}\text{Fe}^{2+}_{0.32}\text{Mn}_{0.01})_{1.00}(\text{Cr}_{1.09}\text{Al}_{0.86}\text{Fe}^{3+}_{0.05})_{2.00}\text{O}_{4.00}$
7	СК-748(2)б	$(\text{Mg}_{0.64}\text{Fe}^{2+}_{0.35})_{0.99}(\text{Cr}_{1.21}\text{Al}_{0.74}\text{Fe}^{3+}_{0.05}\text{V}_{0.01})_{2.01}\text{O}_{4.00}$
8		$(\text{Mg}_{0.71}\text{Fe}^{2+}_{0.29})_{1.00}(\text{Al}_{1.02}\text{Cr}_{0.92}\text{Fe}^{3+}_{0.04})_{1.98}\text{O}_{4.00}$

Примечание. Здесь и далее прочерк означает, что содержание элемента ниже предела обнаружения.

Серпентин ($\text{Mg}_3(\text{Si}_2\text{O}_5)(\text{OH})_4$), развитый по оливину и ортопироксену, представлен альфа-лизардитом по классификации А.С. Варлакова [13] или к петельчатым серпентином по классификации В.Р. Артемова [14]. Акцессорные минералы представлены оливином, пироксенами, амфиболами, интерметаллидами, сульфидами, арсенидами Fe, Ni, Cu и минералами платиновой группы (МПГ).

Оливин ($(\text{Mg,Fe})_2\text{SiO}_4$), встречающийся как внутри, так и в интерстициях между рудными зёрнами хромититов (рис. 3А), по химическому составу соответствует форстериту (Fo_{94-95}). Содержание MgO – 52.44–56.52 мас. %; FeO – 4.95–5.73; NiO – 0.50–0.77; MnO – 0.16; SiO₂ – 40.62–43.62 (таблица 3).

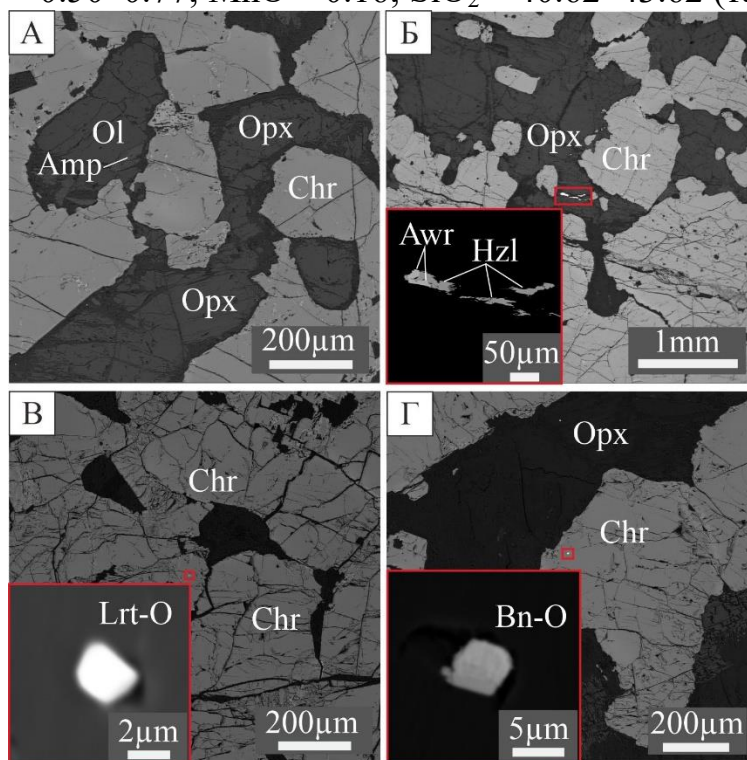


Рисунок 3 – Породообразующие и акцессорные в аншлифах хромититов Сарангаевского хромитопоявления:

А – СК-748(1)а; Б – СК-748(1)б; В,Г – СК-748(2)а. Условные обозначения: Amp – амфибол; Awr – аварумит; Bn-O – борнит (окисленный); Chr – хромитинелид; Hzl – хизлевудит; Lrt – лаурит; Opx – ромбический пироксен.

Обнаруженные в хромититах зёрна пироксена (см. рис. 3А,Б,Г) по химическому составу соответствуют энстатиту ($\text{En}_{0.92-0.93}\text{Wo}_{0.01}\text{Fs}_{0.06-0.07}$) и диопсиду ($\text{En}_{0.48-0.51}\text{Wo}_{0.47-0.50}\text{Fs}_{0.01-0.02}$) (рис. 4А).

Содержание MgO для ромбических пироксенов составляет 35.33–39.42 мас. %; FeO – 4.29–5.19; CaO – 0.26–0.86; SiO₂ – 56.13–58.78; Al₂O₃ – 1.26–2.08; Cr₂O₃ – 0.34–0.72. Для моноклинных пироксенов: CaO – 23.47–26.16 мас. %; MgO – 17.63–18.37; FeO – 0.94–1.43; SiO₂ 53.13–55.15; Al₂O₃ – 0.34–2.79; Cr₂O₃ – 0.30–0.93; TiO₂ – 0.18 (таблица 4).

Таблица 3 – Представительные анализы химического состава оливина из хромититов

№ п/п	№ обр.	MgO	FeO	NiO	MnO	SiO ₂	Всего	Fo
1	СК-748(1)а	52.44	5.52	0.67	-	40.62	99.25	0.94
2		52.60	5.52	0.77	-	41.11	100.00	0.94
3		53.76	5.10	0.67	0.16	41.50	101.19	0.95
4		53.76	4.95	0.70	-	41.32	100.73	0.95
5	СК-748(1)б	53.75	5.23	0.66	-	41.55	101.19	0.95
6		53.33	5.17	0.69	-	41.48	100.67	0.95
7		52.93	5.16	0.65	-	41.16	99.90	0.95
8		53.18	5.73	0.50	-	41.67	101.08	0.94
Кристаллохимическая формула								
1	СК-748(1)а	$(\text{Mg}_{1.89}\text{Fe}_{0.11}\text{Ni}_{0.01})_{2.01}\text{Si}_{0.98}\text{O}_{4.00}$						
2		$(\text{Mg}_{1.88}\text{Fe}_{0.11}\text{Ni}_{0.01})_{2.00}\text{Si}_{0.99}\text{O}_{4.00}$						
3		$(\text{Mg}_{1.90}\text{Fe}_{0.10}\text{Ni}_{0.01})_{2.01}\text{Si}_{0.98}\text{O}_{4.00}$						
4		$(\text{Mg}_{1.90}\text{Fe}_{0.10}\text{Ni}_{0.01})_{2.01}\text{Si}_{0.98}\text{O}_{4.00}$						
5	СК-748(1)б	$(\text{Mg}_{1.90}\text{Fe}_{0.10}\text{Ni}_{0.01})_{2.01}\text{Si}_{0.99}\text{O}_{4.00}$						
6		$(\text{Mg}_{1.89}\text{Fe}_{0.10}\text{Ni}_{0.01})_{2.00}\text{Si}_{0.99}\text{O}_{4.00}$						
7		$(\text{Mg}_{1.89}\text{Fe}_{0.10}\text{Ni}_{0.01})_{2.00}\text{Si}_{0.99}\text{O}_{4.00}$						
8		$(\text{Mg}_{1.88}\text{Fe}_{0.11}\text{Ni}_{0.01})_{2.00}\text{Si}_{0.99}\text{O}_{4.00}$						

Примечание. Fo=Mg/(Mg+Fe²⁺)

Амфиболы характеризуются разнообразным составом от паргасита и магнезиальной роговой обманки до эденита (см. рис. 4Б, В). Содержание Na₂O – 0.43–1.99 мас. %; K₂O – 0.08–0.23; CaO – 12.29–13.55; MgO – 19.98–24.54; FeO – 1.38–2.37; NiO – 0.18–0.28; Al₂O₃ – 2.20–10.71; Cr₂O₃ – 0.49–2.23; TiO₂ – 0.13–0.74; SiO₂ 46.99–57.30.

Другие акцессорные минералы, встреченные в виде включений как внутри зёрен хромшпинелидов, так и в интерстициях между ними, представлены аваруитом (Ni₃Fe), хизлевудитом (Ni₃S₂), диенеритом (Ni₃As), окисленным борнитом (Cu₅FeS₄) и лауритом (RuS₂) (см. рис. 3, Б-Г; рис. 4Г).

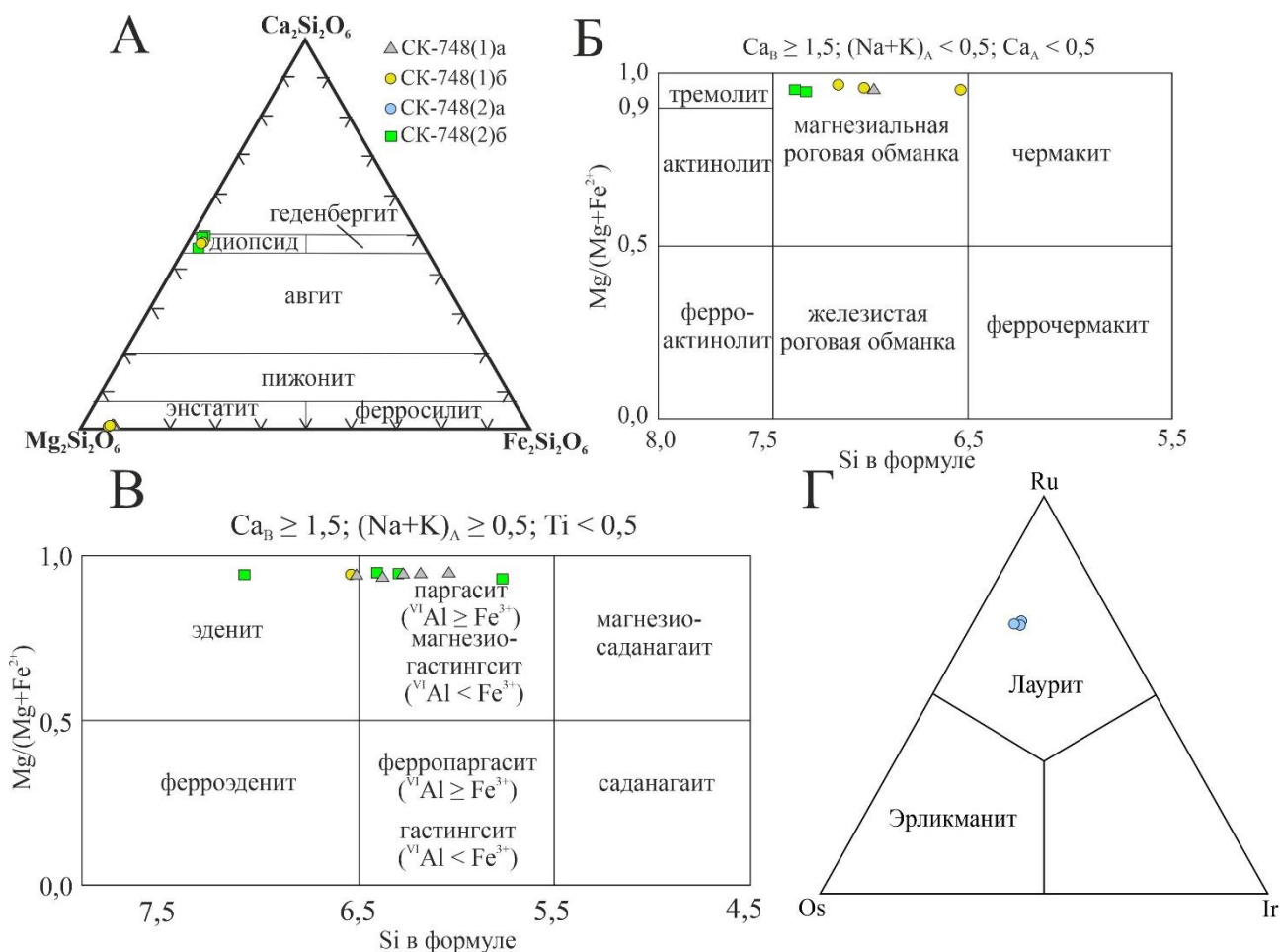


Рисунок 4 – Особенности состава аксессуарных минералов:

А – ромбических и моноклинных пироксенов [16]; Б-В – амфиболов [11]; Г – минералов платиновой группы (МПГ).

Обсуждение результатов. Хромититы Сарангаевского рудопроявления характеризуются нетипичным составом, как в целом для массивов Крака, так и для Хамитовской площади (т.е. юго-западной части массива Средний Крака), в частности [2, 17]. Во-первых, обращает на себя внимание глиноземистый состав рудообразующих хромшпинелидов и значительный диапазон отношения Cr/Al , что также иллюстрируется ярко выраженной зональностью хромшпинелидов. Во-вторых, как во включениях, так и в интерстициальном пространстве хромититов, в большом количестве присутствуют реликтовые минералы мантийного парагенезиса – оливин, орто- и клинопироксен, что является очень редким явлением для мантийных разрезом офиолитов в целом. Еще одной парадоксальной особенностью данного рудопроявления является то, что обилие первичных силикатов в хромититах диссонирует с полной серпентинизацией вмещающих пород.

Таблица 4 – Химический состав пироксенов из хромититов

№ п/п	№ образца	MgO	FeO	CaO	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Cr ₂ O ₃	Сумма	En	Wo	Fs
Энстатит											
1	СК-748(1)а	35.33	4.53	0.62	56.13	1.70	0.51	98.82	0.92	0.01	0.07
2		36.54	4.62	0.46	57.55	1.41	0.37	100.95	0.93	0.01	0.07
3		35.98	4.56	0.39	56.94	1.66	0.54	100.07	0.93	0.01	0.07
4	СК-748(1)б	35.85	4.29	0.48	57.01	1.40	0.54	99.57	0.93	0.01	0.06
5		36.36	4.51	0.48	57.23	1.71	0.49	100.78	0.93	0.01	0.06
6		36.54	4.35	0.38	57.11	1.54	0.50	100.42	0.93	0.01	0.06
7		35.80	4.62	0.41	56.26	1.69	0.47	99.25	0.93	0.01	0.07
Диопсид											
8	СК-748(2)б	17.63	1.09	25.41	53.13	1.46	0.87	99.59	0.48	0.50	0.02
9		18.16	0.94	25.70	54.73	0.34	0.30	100.17	0.49	0.50	0.01
Кристаллохимическая формула											
1	СК-748(1)а	$(Mg_{1.82}Fe_{0.13}Ca_{0.02})_{1.97}(Si_{1.94}Al_{0.07}Cr_{0.01})_{2.02}O_{6.00}$									
2		$(Mg_{1.84}Fe_{0.13}Ca_{0.02})_{1.99}(Si_{1.95}Al_{0.06}Cr_{0.01})_{2.02}O_{6.00}$									
3		$(Mg_{1.83}Fe_{0.13}Ca_{0.01})_{1.97}(Si_{1.94}Al_{0.07}Cr_{0.01})_{2.02}O_{6.00}$									
4	СК-748(1)б	$(Mg_{1.83}Fe_{0.12}Ca_{0.02})_{1.97}(Si_{1.96}Al_{0.06}Cr_{0.01})_{2.03}O_{6.00}$									
5		$(Mg_{1.84}Fe_{0.13}Ca_{0.02})_{1.99}(Si_{1.94}Al_{0.07}Cr_{0.01})_{2.02}O_{6.00}$									
6		$(Mg_{1.85}Fe_{0.12}Ca_{0.01})_{1.98}(Si_{1.94}Al_{0.06}Cr_{0.01})_{2.01}O_{6.00}$									
7		$(Mg_{1.82}Fe_{0.13}Ca_{0.02})_{1.97}(Si_{1.94}Al_{0.07}Cr_{0.01})_{2.02}O_{6.00}$									
8	СК-748(2)б	$(Ca_{0.99}Mg_{0.96}Fe_{0.03})_{1.98}(Si_{1.93}Al_{0.06}Cr_{0.03})_{2.02}O_{6.00}$									
9		$(Ca_{1.00}Mg_{0.98}Fe_{0.03})_{2.01}(Si_{1.98}Al_{0.01}Cr_{0.01})_{2.00}O_{6.00}$									

Примечание. En=Mg/(Mg+Fe²⁺+Ca); Fs= Fe²⁺/(Mg+Fe²⁺+Ca); Wo=Ca/(Mg+Fe²⁺+Ca).

В то же время, состав пироксенов из хромититов отличается от такового перидотитов внутренней части массива пониженным содержанием алюминия, а в клинопироксене также фиксируются весьма низкие концентрации натрия и титана. Это указывает скорее всего на истощенный характер вмещающих ультрамафитов.

На основе обнаруженных в аншлифах зёрен оливинов и пироксенов были рассчитаны оливин-шпинелевые [18–20] и дупироксеновые [21–23] геотермометры, а также гео- и оксибарометры [24] (рис. 5). Полученные значения показали, хромититы формировались при температурах 650–1050°C (см. рис. 5А) при давлении 5–5.5 кбар (см. рис. 5Б) и фугитивности кислорода $\Delta \log(fO_2) = +0.71 \dots +2.51$ (см. рис. 5В). Причем установление равновесия в пироксенах происходило при температурах стабильно выше на 200–250°C, чем в парах оливина и хромшпинелидов. (см. рис. 5А). Это объясняется различной скоростью диффузии Fe и Mg в рассматриваемых парах.

Таблица 5 – Химический состав амфиболов из хромититов

№ п/п	№ образца	Na ₂ O	K ₂ O	CaO	MgO	FeO	NiO	Al ₂ O ₃	Cr ₂ O ₃	TiO ₂	SiO ₂	Сумма
1	СК-748(1)а	1.54	0.14	12.59	21.13	2.37	-	9.29	2.07	0.66	49.65	99.45
2		1.40	0.10	12.57	21.73	2.09	0.19	8.01	1.42	0.47	51.45	99.44
3		0.68	-	12.58	23.72	1.89	-	3.97	0.73	0.22	55.61	99.42
4		1.69	0.08	12.35	21.68	2.35	0.20	8.89	1.60	0.64	50.63	100.10
5		1.63	0.13	12.29	20.81	2.27	0.18	10.29	2.09	0.74	49.24	99.66
6		1.54	0.11	12.35	21.70	2.36	-	8.46	1.48	0.59	50.75	99.35
7	СК-748(1)б	0.95	-	13.34	22.11	1.93	-	5.66	1.41	0.32	53.06	98.79
8		0.55	-	13.14	23.71	1.39	-	3.28	0.58	0.16	56.23	99.04
9		0.61	-	13.02	23.10	1.77	0.23	3.64	0.61	0.13	54.86	97.97
10		1.29	-	13.02	21.47	2.08	-	8.03	1.27	0.53	51.23	98.93
11	СК-748(2)б	1.45	-	13.48	21.09	1.83	0.28	8.17	1.79	0.22	50.34	98.67
12		0.43	-	13.29	23.51	1.38	-	2.30	0.85	-	56.74	98.50
13		0.53	-	13.04	24.54	1.60	-	2.20	0.49	-	57.30	99.70
Кристаллохимическая формула												
1	СК-748(1)а	$(\text{Na}_{0.74}\text{K}_{0.04})_{0.78}(\text{Ca}_{1.68}\text{Mg}_{0.29}\text{Fe}^{2+}_{0.25})_{2.22}(\text{Mg}_{3.63}\text{Al}_{0.90}\text{Cr}_{0.41}\text{Ti}_{0.06})_{5.00}(\text{Si}_{6.18}\text{Al}_{1.82})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
2		$(\text{Na}_{0.69}\text{K}_{0.03})_{0.72}(\text{Ca}_{1.71}\text{Mg}_{0.33}\text{Fe}^{2+}_{0.22}\text{Ni}_{0.02})_{2.28}(\text{Mg}_{3.75}\text{Al}_{0.90}\text{Cr}_{0.28}\text{Ti}_{0.05})_{5.00}(\text{Si}_{6.51}\text{Al}_{1.49})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
3		$(\text{Ca}_{1.70}\text{Na}_{0.33})_{2.03}(\text{Mg}_{4.44}\text{Fe}^{2+}_{0.20}\text{Al}_{0.16}\text{Cr}_{0.15}\text{Ti}_{0.02})_{4.97}(\text{Si}_{6.99}\text{Al}_{1.01})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
4		$(\text{Na}_{0.81}\text{K}_{0.03})_{0.84}(\text{Ca}_{1.64}\text{Mg}_{0.26}\text{Fe}^{2+}_{0.24}\text{Ni}_{0.02})_{2.16}(\text{Mg}_{3.75}\text{Al}_{0.88}\text{Cr}_{0.31}\text{Ti}_{0.06})_{5.00}(\text{Si}_{6.28}\text{Al}_{1.72})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
5		$(\text{Na}_{0.77}\text{K}_{0.04})_{0.81}(\text{Ca}_{1.62}\text{Mg}_{0.31}\text{Fe}^{2+}_{0.23}\text{Ni}_{0.02})_{2.18}(\text{Mg}_{3.48}\text{Al}_{1.03}\text{Cr}_{0.41}\text{Ti}_{0.07})_{5.01}(\text{Si}_{6.05}\text{Al}_{1.95})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
6		$(\text{Na}_{0.75}\text{K}_{0.04})_{0.79}(\text{Ca}_{1.67}\text{Mg}_{0.30}\text{Fe}^{2+}_{0.25})_{2.21}(\text{Mg}_{3.77}\text{Al}_{0.88}\text{Cr}_{0.29}\text{Ti}_{0.06})_{5.00}(\text{Si}_{6.38}\text{Al}_{1.62})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
7	СК-748(1)б	$(\text{Ca}_{1.77}\text{Na}_{0.45})_{2.22}(\text{Mg}_{4.07}\text{Cr}_{0.27}\text{Al}_{0.20}\text{Fe}^{2+}_{0.20}\text{Ti}_{0.03})_{4.77}(\text{Si}_{6.55}\text{Al}_{1.45})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
8		$(\text{Ca}_{1.80}\text{Na}_{0.27})_{2.07}(\text{Mg}_{4.50}\text{Al}_{0.15}\text{Fe}^{2+}_{0.15}\text{Cr}_{0.12}\text{Ti}_{0.02})_{4.94}(\text{Si}_{7.16}\text{Al}_{0.84})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
9		$(\text{Ca}_{1.79}\text{Na}_{0.30})_{2.10}(\text{Mg}_{4.42}\text{Fe}^{2+}_{0.19}\text{Al}_{0.14}\text{Cr}_{0.12}\text{Ni}_{0.02}\text{Ti}_{0.01})_{4.90}(\text{Si}_{7.04}\text{Al}_{0.96})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
10		$\text{Na}_{0.64}(\text{Ca}_{1.78}\text{Mg}_{0.35}\text{Fe}^{2+}_{0.22})_{2.35}(\text{Mg}_{3.74}\text{Al}_{0.96}\text{Cr}_{0.26}\text{Ti}_{0.05})_{5.00}(\text{Si}_{6.54}\text{Al}_{1.46})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
11	СК-748(2)б	$\text{Na}_{0.71}(\text{Ca}_{1.84}\text{Mg}_{0.22}\text{Fe}^{2+}_{0.18}\text{Ni}_{0.03})_{2.28}(\text{Mg}_{3.77}\text{Al}_{0.85}\text{Cr}_{0.36}\text{Ti}_{0.02}\text{Fe}^{2+}_{0.01})_{5.01}(\text{Si}_{6.40}\text{Al}_{1.60})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
12		$(\text{Ca}_{1.85}\text{Na}_{0.22})_{2.07}(\text{Mg}_{4.55}\text{Cr}_{0.18}\text{Fe}^{2+}_{0.15}\text{Al}_{0.06})_{4.94}(\text{Si}_{7.36}\text{Al}_{0.64})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										
13		$(\text{Ca}_{1.79}\text{Na}_{0.26})_{2.05}(\text{Mg}_{4.68}\text{Fe}^{2+}_{0.17}\text{Cr}_{0.10})_{4.95}(\text{Si}_{7.33}\text{Al}_{0.66})_{8.00}(\text{OH})_{2.00}$										

Наиболее быстро равновесие устанавливается между сосуществующими пироксенами, тогда как между оливином и шпинелидами этот процесс уравнивания более длительный во времени и прекращается при более низких температурах. Из проведенных расчетов можно заключить, что наиболее

высокотемпературные равновесия фиксируют либо стадию кристаллизации из расплава, либо субсолидусные процессы в рестите. Пока сложно однозначно ответить на вопрос – являются ли данные хромититы кумулатами переходного комплекса, или же это редкий случай формирования хромититов в перидотитовом реститовом субстрате.

Большая часть обнаруженных амфиболов в хромититах Сарангаевского рудопроявления имеет магматический генезис. Об этом свидетельствует расположение фигуративных точек их составов на дискриминантных диаграммах в поля магматических амфиболов (рис. 5Г,Д), для которых предполагается корово-мантийный источник (рис. 5Е). Единичные фигуративные точки амфиболов тяготеют к полям метаморфических (рис. 5Г,Д) с коровым источником (рис. 5Е).

Происхождение интерметаллидов, сульфидов и арсенидов связано с коровыми условиями [28]. Диенерит, хизлевудит и борнит вероятно образовались при низких температурах (<500 °С) в результате проработки хромититов флюидами, насыщенными S, As, Ni, Cu как это характерно для гарутита в хромититах массива Средний Крака [29]. Образование аваруита связано с десульфуризацией пентландита [30] или при замещении оливина в процессе серпентинизации [28;31–32]. Что касается механизма концентрации МПГ в хромититах дискусионен. Один из возможных вариантов – концентрация платиноидов в хромититах в результате частичного плавления ультрамафитов. Дело в том, что в неистощенных лерцолитах в ассоциации с пироксенами [33–34] часто отмечаются довольно обильные выделения сульфидов основных металлов (пирротин, пентландит, халькопирит), которые могут содержать значительные количества ЭПГ. В процессе частичного плавления и распада пироксенов и сульфидов, тугоплавкие платиноиды могли быть включены в новообразованный хромшпинелид рестита [35]. Другой вариант: кумулятивный хромит концентрировал микронные выделения тугоплавких МПГ на ранних стадиях кристаллизации.

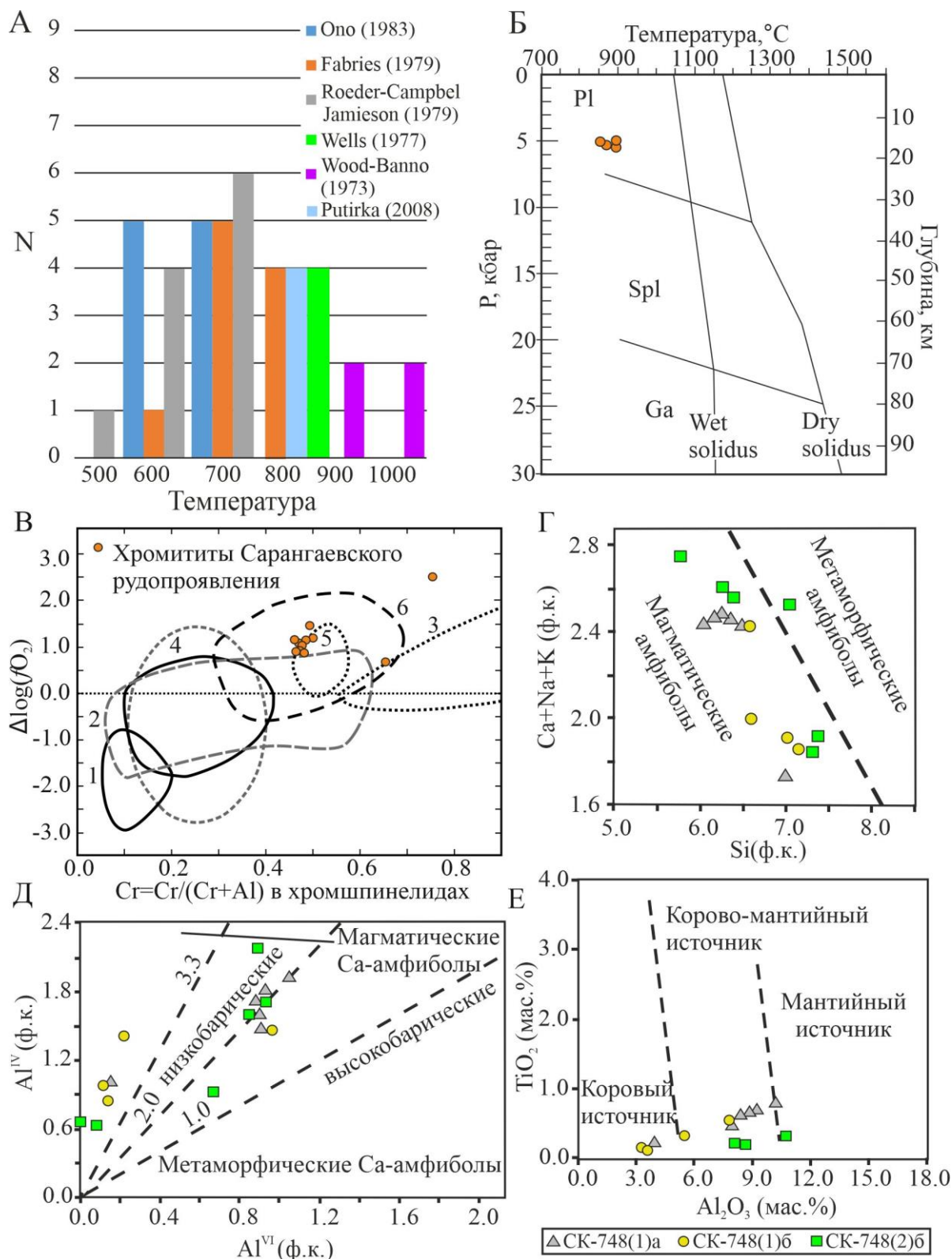


Рисунок 5 – Условия образования рудообразующих и акцессорных минералов хромититов Сарангаевского рудопроявления:

А – сравнение температур образования минералов в хромититах по оливин-шпинелевым [18–20] и двутироксеновым [21–23] геотермометрам; Б, В – оценка давлений (Б) по [23] и фугитивности кислорода (В) по [24]; Дискриминационные диаграммы для амфиболов: Г – Si – Ca+Na+K(z) [25]; Д – Al^{VI} – Al^{IV} [26]; Е – Al₂O₃ – TiO₂ (мас. %) [27].

Заключение. В результате проведенных исследований охарактеризована минералогия Сарангаевского рудопроявления, включая редкие акцессорные минералы. Показано, что хромититы имеют нетипичный для массива глиноземистый состав и богатую силикатную минерализацию мантийного парагенезиса. Для хромититов характерно наличие тугоплавкой ассоциации МПГ. Оценка P - T - fQ_2 условий кристаллизации по пироксеновым и оливин-хромшпинелевым равновесиям показала, что хромититы могли формироваться в условиях субсолидуса в рестите, либо являться ранними кумулятами расплавов, родоначальных для переходного верлит-клинопироксенитового комплекса. Для более точной интерпретации генезиса руд необходимо проведение дополнительных исследований

Финансирование. Исследования выполнены за счет темы Госзадания (FMRS-2025-0014).

Funding. The research was supported by State Assignment (FMRS-2025-0014).

ЛИТЕРАТУРА

1. Zhou M.-F., Robinson P.T., Malpas J., Li Z. Podiform Chromitites in the Luobusa Ophiolite (Southern Tibet): Implications for Melt-Rock Interaction and Chromite Segregation in the Upper Mantle // *Journal of Petrology*. 1996. Vol. 37, No. 1. P. 3–21.
2. Савельев Д.Е. Ультрамафитовые массивы Крака (Южный Урал): особенности строения и состава перидотит-дунит-хромититовых ассоциаций. Уфа: Башкирская энциклопедия, 2018. 304 с.
3. Вахрушева Н.В., Ширяев П.Б., Степанов А.Е., Богданова А.Р. Петрология и хромитоносность ультраосновного массива Рай-Из (Полярный Урал). Екатеринбург: ИГГ УрО РАН. 2017. 265 с.
4. Cassard D., Nicolas A., Rabinowitch M., Moutte J., Leblanc M., Prinzhofer A. Structural Classification of Chromite Pods in Southern New Caledonia // *Economic Geology*. 1981. Vol. 76. P. 805–831.
5. Miura M., Arai S., Ahmed A.H., Mizukami T., Okuno M., Yamamoto S. Podiform chromitite classification revisited: a comparison of discordant and concordant chromitite pods from Wadi Hilti, northern Oman ophiolite // *Journal of Asian Earth Science*. 2012. Vol.59. P.52–61.
6. Greenbaum D. The chromitiferous rocks of the Troodos ophiolite complex, Cyprus // *Economic Geology*. 1977. Vol. 72. P. 1175–1194.
7. Leblanc M., Violette J.-F. Distribution of aluminium-rich and chromium-rich chromite pods in ophiolite peridotites // *Economic Geology*. 1983. Vol.78. P.293–301.
8. Кравченко Г.Г. Роль тектоники при кристаллизации хромитовых руд Кемпирсайского плутона. М.: Наука, 1969. 232 с.

9. Макеев А.Б., Брянчанинова Н.И. Топоминералогия ультрабазитов Полярного Урала. СПб: Наука, 1999. 198 с.
10. Савельев Д.Е., Белогуб Е.В., Зайков В.В., Сначев В.И., Котляров В.А., Блинов И.А. Платинометальная минерализация в ультрамафитах массива Средний Крака (Южный Урал) // Руды и металлы. 2014. №6. С.33–42.
11. Leake B.E., Woolley A.R., Arps C.E.S., Birch W.D., Gilbert M.C., Grice J.D., Hawthorne W.C., Kato A., Kisch K.J., Krivovichev V.G., Lithout K., Laird J., Mandarino J.A., Maresch W.V., Nickel E.A., Rock N.M.S., Schumacher J.C., Smith D.C., Stephenson N.C.N., Ungaretti L., Whittaker E.J.W., Youzhi G. Nomenclature of amphiboles; report of the subcommittee on amphiboles of the International Mineralogical Association commission on new minerals and mineral names // Canadian Mineralogist. 1997. Vol. 35. P. 219–246.
12. Warr L.N. IMA–CNMNC approved mineral symbols // Mineralogical Magazine. 2021. Vol. 85. P. 291–320. DOI: <https://doi.org/10.1180/mgm.2021.43>
13. Варлаков А.С. Петрология процессов серпентинизации гипербазитов складчатых областей. Свердловск: УНЦ АН СССР, 1986. 224 с.
14. Артемов В.Р., Кузнецова В.Н. Кiemбайское месторождение хризотил-асбеста. М.: Недра, 1979. 233 с.
15. Павлов Н.В. Химический состав хромшпинелидов в связи с петрографическим составом пород ультраосновных интрузивов // Труды института геологических наук АН СССР. 1949. № 13. С. 10–35.
16. Morimoto N. Nomenclature of pyroxenes // Canadian mineralogist. 1989. Vol. 27. P.143–156.
17. Saveliev D.E. Chromitites of the Kraka ophiolite (South Urals, Russia): geological, mineralogical and structural features // Mineralium Deposita. 2021. Vol. 56, No.6. P. 1111–1132. doi.org/10.1007/s00126-021-01044-5
18. Fabries J. Spinel-olivine geothermometry in peridotites from ultramafic complexes // Contribution to Mineralogy and Petrology. 1979. Vol. 69 P. 329–336. <https://doi.org/10.1007/BF00372258>
19. Roeder R.L., Campbell I.H., Jamieson H.E. A Re-Evaluation of the Olivine-Spinel Geothermometer // Contribution to Mineralogy and Petrology. 1979. Vol. 68. P. 325–334. <https://doi.org/10.1007/BF00371554>
20. Ono A. Fe-Mg partitioning between spinel and olivine // Journal of the Japanese Association of Mineralogists, Petrologists and Economic Geologists. 1983. Vol. 78. P. 115–122.
21. Wood B.J., Banno S. Garnet-orthopyroxene and orthopyroxene-clinopyroxene relationships in simple and complex systems // Contribution to Mineralogy and Petrology. 1973. Vol. 42. P. 109–124. <https://doi.org/10.1007/BF00371501>
22. Wells P.R.A. Pyroxene thermometry in simple and complex systems // Contribution to Mineralogy and Petrology. 1977. Vol. 62. P. 129–139. <https://doi.org/10.1007/BF00372872>

23. Putrika K.D. Thermometers and Barometers for Volcanic Systems // *Reviews in Mineralogy and Geochemistry*. 2008. Vol.69. P. 61–120. <https://doi.org/10.2138/rmg.2008.69.3>
24. Ballhaus C., Berry R.F., Green D.H. High-pressure experimental calibration of the olivine-orthopyroxene-spinel oxygen geobarometer: implications for the oxidation state of the upper mantle // *Contribution to Mineralogy and Petrology*. 1991. Vol.107. P. 27–40.
25. Czamanske G.K., Wones D.R. Oxidation during magmatic differentiation, Finnmarks Complex, Oslo Area, Norway: Part 2, the mafic silicate // *Journal of Petrology*. 1973. Vol.14, No.3. P. 349–380
26. Ernst W.G., Liu J. Experimental Phase-Equilibrium Study of Al- and Ti-contents of Calcic Amphibole in MORB – A Semiquantitative Thermobarometer // *American Mineralogist*. 1998. Vol. 83. P. 952–969.
27. Changyi J., Sanyuan A. On chemical characteristics of calcic amphiboles from igneous rocks and their petrogenesis significance // *Journal of Mineralogy and Petrology*. 1984. Vol.3. P. 1–9.
28. Klein F., Bach W. Fe-Ni-Co-O-S phase relations in peridotite-seawater interactions // *Journal of Petrology*. 2009. Vol.50, No.1. P. 37–59. <https://doi.org/10.1093/petrology/egn071>
29. Garuti G., Pushkarev E.V., Gottman I.A., Zaccarini F. Chromite-PGM mineralization in the Iherzolite mantle tectonite of the Kraka ophiolite complex (Southern Urals, Russia) // *Minerals*. 2021. Vol. 11. P. 1287. <https://doi.org/10.3390/min11111287>
30. Kutuyev A., Kamenetsky V.S., Kontonikas-Charos A., Savelyev D.P., Yakich T.Yu., Belousov I.A., Sandimirova E.I., Moskaleva S.V. Behavior of Platinum-group elements during hydrous metamorphism: constraints from awaruite (Ni₃Fe) mineralization // *Lithosphere*. 2023. Vol.126. P. 1–15. https://doi.org/10.2113/2023/lithosphere_2023_126
31. Сандимирова Е.И., Сидоров Е.Г., Чубаров В.М. Акцессорные минералы железа и никеля гипербазитового массива горы Попутной (Восточная Камчатка) // *Записки Российского минералогического общества*. 2016. Т.144, №2. С. 71–82.
32. Britten R. Regional metallogeny and genesis of a new deposit type-disseminated awaruite (Ni₃Fe) mineralization hosted in the Cache Creek Terrane // *Economic Geology*. 2017. Vol.112, No.3. P. 517–550. <https://doi.org/10.2113/econgeo.112.3.517>
33. Gonzalez-Jimenez J.M., Griffin W.L., Gervilla F., Proenza J.A., O'Reilly S.Y., Pearson N.J. Chromitites in ophiolites: How, where, when, why? Part I. A review and new ideas on the origin and significance of platinum-group minerals. // *Lithos*. 2014. Vol.189. P. 127–139. <https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.06.016>

34. Савельев Д.Е., Гатауллин Р.А. Акцессорная платиноидная минерализация в лерцолитах массива Северный Крака (Южный Урал) // Георесурсы. 2023. Т. 25, №3. С. 208–215. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.24>.

35. Saveliev D.E. Chromitites and associated mineralization of the Akkarga ophiolitic massif in the southeastern Urals (Russia) // Journal of Asian Earth Science. 2024. Vol. 273. 106273.

REFERENCES

1. Zhou M.-F., Robinson P.T., Malpas J., Li Z. Podiform Chromitites in the Luobusa Ophiolite (Southern Tibet): Implications for Melt-Rock Interaction and Chromite Segregation in the Upper Mantle // Journal of Petrology. 1996. Vol. 37, No. 1. P. 3–21.

2. Saveliev D.E. Ultramafic massifs of Kraka (Southern Urals): features of the structure and composition of peridotite-dunite-chromitite associations. Ufa: Bashkir Encyclopedia, 2018. 304 p. (in Russian)

3. Vakhrusheva N.V., Shiryaev P.B., Stepanov A.E., Bogdanova A.R. Petrology and chromite content of the Rai-Iz ultramafic massif (Polar Urals). Ekaterinburg: IGG UB RAS, 2017. 265 p. (in Russian)

4. Cassard D., Nicolas A., Rabinowitch M., Moutte J., Leblanc M., Prinzhofer A. Structural Classification of Chromite Pods in Southern New Caledonia // Economic Geology. 1981. Vol.76. P. 805–831.

5. Miura M., Arai S., Ahmed A.H., Mizukami T., Okuno M., Yamamoto S. Podiform chromitite classification revisited: a comparison of discordant and concordant chromitite pods from Wadi Hilti, northern Oman ophiolite. // Journal of Asian Earth Science. 2012. Vol.59. P.52–61.

6. Greenbaum D. The chromitiferous rocks of the Troodos ophiolite complex, Cyprus // Economic Geology. 1977. Vol.72. P. 1175–1194.

7. Leblanc M., Violette J.-F. Distribution of aluminium-rich and chromium-rich chromite pods in ophiolite peridotites // Economic Geology. 1983. Vol.78. P.293–301.

8. Kravchenko G.G. The Role of Tectonics in the Crystallization of Chromite Ores of the Kempirsai Pluton. Moscow: Nauka, 1969. 232 p. (in Russian)

9. Makeev A.B., Brianchaninova N.I. Topomineralogy of Ultramafic Rocks of the Polar Urals. St. Petersburg: Nauka, 1999. 198 p. (in Russian)

10. Saveliev D.E., Belogub E.V., Zaikov V.V., Snachev V.I., Kotlyarov V.A., Blinov I.A. Platinum-Metal Mineralization in Ultramafic Rocks of the Sredny Kraka Massif (Southern Urals) // Ores and Metals. 2014. Vol.6. P. 33–42. (in Russian)

11. Leake B.E., Woolley A.R., Arps C.E.S., Birch W.D., Gilbert M.C., Grice J.D., Hawthorne W.C., Kato A., Kisch K.J., Krivovichev V.G., Lithout K., Laird J., Mandarino J.A., Maresch W.V., Nickel E.A., Rock N.M.S., Schumacher J.C., Smith D.C., Stephenson N.C.N., Ungaretti L., Whittaker E.J.W., Youzhi G. Nomenclature of amphiboles; report of the subcommittee on amphiboles of the International

Mineralogical Association commission on new minerals and mineral names // Canadian Mineralogist. 1997. Vol.35. P. 219–246.

12. Warr L.N. IMA–CNMNC approved mineral symbols // Mineralogical Magazine. 2021. Vol.85. P. 291–320. doi.org/10.1180/mgm.2021.43

13. Varlakov A.S. Petrology of serpentization processes of ultramafic rocks in folded regions. Sverdlovsk: Ufa Scientific Center of the USSR Academy of Sciences, 1986. 224 p. (in Russian)

14. Artemov V.R., Kuznetsova V.N. Kiembayskoye chrysotile asbestos deposit. Moscow: Nedra, 1979. 233 p. (in Russian)

15. Pavlov N.V. Chemical composition of chrome spinels in relation to the petrographic composition of ultramafic intrusive rocks // Transactions of the Institute of Geological Sciences of the USSR Academy of Sciences. 1949. Vol.13. P. 10–35. (in Russian)

16. Morimoto N. Nomenclature of pyroxenes // Canadian mineralogist. 1989. Vol.27. P.143–156.

17. Saveliev D.E. Chromitites of the Kraka ophiolite (South Urals, Russia): geological, mineralogical and structural features // Mineralium Deposita. 2021. Vol. 56, No. 6. P. 1111–1132. doi.org/10.1007/s00126-021-01044-5)

18. Fabries J. Spinel-olivine geothermometry in peridotites from ultramafic complexes // Contribution to Mineralogy and Petrology. 1979. Vol. 69. P. 329–336. <https://doi.org/10.1007/BF00372258>

19. Roeder R.L., Campbell I.H., Jamieson H.E. A Re-Evaluation of the Olivine-Spinel Geothermometer // *Contribution to Mineralogy and Petrology*. 1979. Vol. 68. P. 325–334. <https://doi.org/10.1007/BF00371554>

20. Ono A. Fe-Mg partitioning between spinel and olivine // Journal of the Japanese Association of Mineralogists, Petrologists and Economic Geologists. 1983. Vol. 78. P. 115–122.

21. Wood B.J., Banno S. Garnet-orthopyroxene and orthopyroxene-clinopyroxene relationships in simple and complex systems // Contribution to Mineralogy and Petrology. 1973. Vol. 42. P. 109–124. <https://doi.org/10.1007/BF00371501>

22. Wells P.R.A. Pyroxene thermometry in simple and complex systems // Contribution to Mineralogy and Petrology. 1977. Vol. 62. P. 129–139. <https://doi.org/10.1007/BF00372872>

23. Putrika K.D. Thermometers and Barometers for Volcanic Systems // Reviews in Mineralogy and Geochemistry. 2008. Vol. 69. P. 61–120. <https://doi.org/10.2138/rmg.2008.69.3>.

24. Ballhaus C., Berry R.F., Green D.H. High-pressure experimental calibration of the olivine-orthopyroxene-spinel oxygen geobarometer: implications for the oxidation state of the upper mantle // Contribution to Mineralogy and Petrology. 1991. Vol.107. P. 27–40.

25. Czamanske G.K., Wones D.R. Oxidation during magmatic differentiation, Finnmarks Complex, Oslo Area, Norway: Part 2, the mafic silicate // *Journal of Petrology*. 1973. Vol.14, No.3. P. 349–380
26. Ernst W.G., Liu J. Experimental Phase-Equilibrium Study of Al- and Ti-contents of Calcic Amphibole in MORB – A Semiquantitative Thermobarometer // *American Mineralogist*. 1998. Vol. 83. P. 952–969.
27. Changyi J., Sanyuan A. On chemical characteristics of calcic amphiboles from igneous rocks and their petrogenesis significance // *Journal of Mineralogy and Petrology*. 1984. Vol.3. P. 1–9.
28. Klein F., Bach W. Fe-Ni-Co-O-S phase relations in peridotite-seawater interactions // *Journal of Petrology*. 2009. Vol.50, No.1. P. 37–59. <https://doi.org/10.1093/petrology/egn071>
29. Garuti G., Pushkarev E.V., Gottman I.A., Zaccarini F. Chromite-PGM mineralization in the Iherzolite mantle tectonite of the Kraka ophiolite complex (Southern Urals, Russia) // *Minerals*. 2021. Vol. 11. P. 1287. <https://doi.org/10.3390/min11111287>
30. Kuttyrev A., Kamenetsky V.S., Kontonikas-Charos A., Savelyev D.P., Yakich T.Yu., Belousov I.A., Sandimirova E.I., Moskaleva S.V. Behavior of Platinum-group elements during hydrous metamorphism: constraints from awaruite (Ni₃Fe) mineralization // *Lithosphere*. 2023. Vol.126. P. 1–15. https://doi.org/10.2113/2023/lithosphere_2023_126
31. Sandimirova E.I., Sidorov E.G., Chubarov V.M. Accessory minerals of iron and nickel of the ultramafic massif of Mount Poputnaya (Eastern Kamchatka) // *Notes of the Russian Mineralogical Society*. 2016. Vol. 144, No. 2. P. 71–82. (in Russian)
32. Britten R. Regional metallogeny and genesis of a new deposit type-disseminated awaruite (Ni₃Fe) mineralization hosted in the Cache Creek Terrane // *Economic Geology*. 2017. Vol.112, No.3. P. 517–550. <https://doi.org/10.2113/econgeo.112.3.517>
33. Gonzalez-Jimenez J.M., Griffin W.L., Gervilla F., Proenza J.A., O'Reilly S.Y., Pearson N.J. Chromitites in ophiolites: How, where, when, why? Part I. A review and new ideas on the origin and significance of platinum-group minerals. // *Lithos*. 2014. Vol.189. P. 127–139. <https://doi.org/10.1016/j.lithos.2013.06.016>
34. Saveliev D.E., Gataullin R.A. Accessory platinum group mineralization in Iherzolites of the Northern Kraka massif (Southern Urals) // *Georesources*. 2023. Vol.25, No.3. P. 208–215. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.24>. (in Russian)
35. Saveliev D.E. Chromitites and associated mineralization of the Akkarga ophiolitic massif in the southeastern Urals (Russia) // *Journal of Asian Earth Science*. 2024. Vol. 273. 106273.

Сведения об авторах:

Шабутдинов Тимур Денисович, младший научный сотрудник, Институт геологии — обособленное структурное подразделение Федерального государственного бюджетного научного учреждения Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук (ИГ УФИЦ РАН). 450006, г. Уфа, Российская Федерация ул. Карла Маркса, д. 16/2. E-mail: timurgeolog11@gmail.com

Савельев Дмитрий Евгеньевич, доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, Институт геологии — обособленное структурное подразделение Федерального государственного бюджетного научного учреждения Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук (ИГ УФИЦ РАН). 450006, г. Уфа, Российская Федерация ул. Карла Маркса, д. 16/2. E-mail: savl71@mail.ru. ORCID ID: 0000-0001-8910-6992.

Author's personal details

Shabutdinov Timur Denisovich, junior researcher, Institute of Geology - a separate structural unit of the Federal State Budgetary Scientific Institution of the Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences (IG UFIC RAS). 450006, Ufa, Russian Federation st. Karla Marksa, 16/2. E-mail: timurgeolog11@gmail.com

Saveliev Dmitry Evgenievich, Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Researcher, Institute of Geology - a separate structural unit of the Federal State Budgetary Scientific Institution of the Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences (IG UFIC RAS). 450006, Ufa, Russian Federation st. Karla Marksa, 16/2. E-mail: savl71@mail.ru. ORCID ID: 0000-0001-8910-6992.

© Шабутдинов Т.Д., Савельев Д.Е.

DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-108-119

УДК 504.03

СНИЖЕНИЕ АНТРОПОГЕННОГО ВЛИЯНИЯ НА ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ РАВНОВЕСИЕ В РЕСПУБЛИКЕ КАЗАХСТАН

© Кузнецов Александр Игоревич

© Ахметьянова Альбина Ильшатовна

ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий»,

г. Уфа, Российский Федерация

Аннотация. Анализ официальных данных Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан показал, что снижение выбросов в атмосферу загрязняющих веществ обусловлено комплексом факторов, различающихся по территориям. В Астане ключевую роль сыграли масштабная газификация и закрытие угольных котельных; в Акмолинской области – модернизация коммунальной энергетики и сокращение сельхозсжиганий; в Карагандинской – уменьшение добычи угля и экологизация металлургии. В Кызылординской области снижение связано с падением нефтедобычи и уменьшением пылевых выбросов, в Абайской – с реструктуризацией промышленных предприятий. В Жетысу и Северо-Казахстанской областях важным фактором стала низкая угольная нагрузка, а в Костанайской и Павлодарской – модернизация котельных, нефтехимии и металлургии. В Туркестанской области положительный эффект обеспечили газификация и улучшение транспортной структуры. Полученные результаты подтверждают, что экологический баланс становится ключевым условием устойчивого природопользования и снижения техногенных рисков. Совокупность технологических, организационных и инфраструктурных мер, реализуемых в регионах Казахстана, формирует основу для дальнейшего экологического оздоровления и повышения качества окружающей среды. Проведенный анализ динамики атмосферных выбросов в Казахстане за 2020–2024 гг. выявил преимущественно положительные тенденции: основные виды загрязняющих веществ демонстрировали устойчивое снижение. Наиболее заметное уменьшение отмечено по окиси азота (-17,6%), окиси углерода (-11,1%), диоксиду серы (-9,5%) и неметановым летучим органическим соединениям (-9%). Вместе с тем зафиксирован рост выбросов углеводородов на 34%, что указывает на сохраняющиеся структурные дисбалансы в отдельных секторах экономики. В целом совокупный объем загрязняющих выбросов по стране сократился на 7%, что свидетельствует о постепенном переходе к более экологичным технологиям и снижению угольной зависимости.

Ключевые слова: антропогенное влияние, выбросы, загрязняющие вещества, причины выбросов, окись азота, окись углерода, диоксид серы, неметановые летучие соединения, органические соединения, размеры выбросов, Казахстан.

Для цитирования: Кузнецов А. И., Ахметьянова А. И. Снижение антропогенного влияния на экологическое равновесие в Республике Казахстан // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. 2026. № 1. С. 108-119. DOI 10.24412/2949-4052-2026-1-108-119

REDUCING ANTHROPOGENIC IMPACT ON ECOLOGICAL BALANCE IN THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

© Kuznetsov Alexander Igorevich

© Akhmetyanova Albina Ilshatovna

Ufa University of Science and Technology,
Ufa, Russian Federation

Abstract. An analysis of official data from the Bureau of National Statistics of the Agency for Strategic Planning and Reforms of the Republic of Kazakhstan showed that the reduction in air pollutant emissions is due to a combination of factors that vary across regions. In Astana, large-scale gasification and the closure of coal-fired boiler houses played a key role; in Akmola Oblast, it was the modernization of municipal energy and the reduction of agricultural combustion; in Karaganda Oblast, it was a decrease in coal production and the greening of the metallurgy industry. In Kyzylorda Oblast, the decrease is associated with a decline in oil production and a decrease in dust emissions, while in Abay Oblast, it is due to the restructuring of industrial enterprises. In Zhetysu and North Kazakhstan Oblasts, a low coal load was an important factor, while in Kostanay and Pavlodar Oblasts, it was the modernization of boiler houses, the petrochemical industry, and metallurgy. In Turkestan Oblast, a positive effect was ensured by gasification and improved transport infrastructure. The obtained results confirm that the ecological balance is becoming a key condition for sustainable nature management and the reduction of man-made risks. The combination of technological, organizational, and infrastructural measures implemented in Kazakhstan's regions forms the basis for further environmental improvement and environmental quality. An analysis of atmospheric emissions dynamics in Kazakhstan for 2020–2024 revealed predominantly positive trends: the main types of pollutants demonstrated a steady decline. The most significant decreases were observed for nitrogen oxide (–17.6%), carbon monoxide (–11.1%), sulfur dioxide (–9.5%), and non-methane volatile organic compounds (–9%). At the same time, hydrocarbon emissions increased by 34%, indicating persistent structural imbalances in certain sectors of the economy. Overall, total pollutant emissions nationwide decreased by 7%, indicating a gradual transition to more environmentally friendly technologies and a reduction in dependence on coal.

Keywords: anthropogenic influence, emissions, pollutants, causes of emissions, nitrogen oxide, carbon monoxide, sulfur dioxide, non-methane volatile compounds, organic compounds, emission sizes, Kazakhstan.

Введение. Экологическое равновесие в последние годы приобретает все большее значение для формирования устойчивых социально-экономических систем, минимизации антропогенных рисков, обеспечения долгосрочной экологической безопасности государства, обеспечения национальной безопасности и сохранения качества жизни населения. Вопросы сохранения окружающей среды и снижения антропогенного влияния человека на природу исследуются в работах российских ученых и исследователей: Ахметьяновой А.И. и Кузнецова А.И. [1-3, 9, 15], Валько Д.В. [4], Воронина Б.А.[5], Гребенкина А.В.[6], Гурьевой М.А.[6], Кузнецовой А.Р.[10], Кузнецовой Н.А.[11], Козловой О.А.[12], Луговской А.Ю.[13] и многих других авторов [14, 15]. Авторы исследуют широкий спектр вопросов, связанных с экологической политикой, устойчивым природопользованием, переходом к низкоуглеродной и

циркулярной модели экономики. При этом авторы исследуют вопросы инвестиций в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды, их структуру, динамику, влияние на экологическую ситуацию. Отдельные исследования фокусируются на формировании углеродоемкости экономики, оценке экологических рисков и возможных путях их минимизации, а также на динамике выбросов парниковых газов в России и факторах, влияющих на их изменение. Вопросы обращения с отходами и развитие циркулярной экономики приобретает в последние годы все более актуальное значение, выявление экологических угроз и пути оздоровления природных систем имеют стратегически важное значение.

Цель исследования заключается в изучении тенденций выбросов в атмосферу загрязняющих веществ в регионах Республики Казахстан за период с 2020 по 2024 гг.

Материалы и методы. В исследовании использованы официальные данные Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан.

Результаты исследования. Согласно официальным данным статистики Казахстана, размеры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу уменьшилось на 7%: с 2441 до 2271,4 тыс.тонн (рисунок 1).



Рисунок 1 – Размеры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в Республике Казахстан [16]

Рассмотрим размеры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в Республике Казахстан (таблица 1).

Таблица 1 – Выбросы загрязняющих веществ по регионам
Республики Казахстан (тыс.тонн) [16]

Регионы	2020	2021	2022	2023	2024	2024 г. в % к 2020 г.
Республика Казахстан	2441,0	2407,5	2314,7	2257,5	2271,4	93,1
Павлодарская	723,0	736,1	724,2	694,2	687,8	95,1
Карагандинская	519,0	488,0	469,0	455,0	445,3	85,8
Атырауская	153,9	160,3	132,1	140,1	152,8	99,3
Актюбинская	135,1	137,4	136,5	112,1	126,0	93,3
Костанайская	123,4	137,9	121,4	118,3	111,6	90,4
Мангистауская	72,5	75,2	78,7	86,2	105,5	145,5
Улытау	108,7	81,7	105,1	103,1	97,7	89,9
Восточно-Казахстанская	86,5	87,2	83,3	80,9	80,9	93,5
Акмолинская	77,2	77,3	69,5	69,8	68,4	88,6
Северо-Казахстанская	76,0	61,2	52,7	58,9	59,5	78,3
Жамбыльская	55,0	55,8	52,9	51,2	50,9	92,5
г.Астана	62,4	62,2	57,7	46,4	49,1	78,7
г.Алматы	44,5	40,8	41,4	44,0	43,3	97,3
Абай	40,7	40,9	39,0	38,5	36,8	90,4
Западно-Казахстанская	30,8	26,0	25,8	34,4	31,2	101,3
Алматинская	26,3	30,3	28,8	28,4	29,6	112,5
г.Шымкент	29,6	33,2	34,9	29,3	28,3	95,6
Туркестанская	28,1	29,0	25,2	26,7	26,3	93,6
Кызылординская	28,3	29,2	23,4	25,3	24,9	88,0
Жетису	19,9	17,7	13,1	14,8	15,4	77,4

Наибольшее количество выбросов в 2024 г. отмечалось в Павлодарской области Республики Казахстан (687,8 тыс.тонн), в Карагандинской области (445,3 тыс.тонн), в Атырауской области (152,8 тыс.тонн), Актюбинской области (126 тыс.тонн), Костанайской области (111,6 тыс.тонн), Мангистауской области (105,5 тыс.тонн), Улытау (97,37 тыс.тонн), Восточно-Казахстанской области (80,9 тыс.тонн), Акмолинской области (68,4 тыс.тонн), Северо-Казахстанской области (59,5 тыс.тонн), Жамбыльской области (50,9 тыс.тонн), в г. Астане (49,1 тыс.тонн), в г. Алматы (43,3 тыс.тонн), Абай (36,8 тыс.тонн), Западно-Казахстанской (31,2 тыс.тонн), Алматинской (29,6 тыс.тонн), г. Шымкент (28,3 тыс.тонн), Туркестанской области (26,3 тыс.тонн), Кызылординской области (24,9 тыс.тонн), Жетису (15,4 тыс.тонн).

За последние пять лет рост размеров выбросов загрязняющих веществ отмечался в Мангистауской, Западно-Казахстанской и Алматинской областях Казахстана. Основными причинами роста выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в Алматинской области являются: рост выбросов на фоне урбанизации и транспортной нагрузки, стремительный рост автотранспорта, особенно в агломерации Алматы. Основной вклад в увеличение объемов

выбросов дают старые автомобили с низким экологическим классом, дизельный транспорт, грузовые перевозки. Инверсионные погодные условия и рельеф, препятствующие рассеиванию загрязняющих веществ; горная «чаша» усиливает накопление смога. Кроме того, одной из причин является рост строительной активности, в том числе выбросов цементных заводов, асфальтобетонных производств, пылевых выбросов стройплощадок. Увеличение потребления тепловой энергии в частном секторе и на предприятиях, включая использование угля в отопительный сезон также являются причинами выбросов загрязняющих веществ. Рост численности населения и расширение пригородов, увеличивает нагрузку на транспорт, энергетику и коммунальные системы. Наиболее типичными загрязнителями являются: оксиды азота и углерода; взвешенные частицы PM_{2.5} и PM₁₀; диоксид серы; бензапирен.

В Западно-Казахстанской области рост размеров выбросов загрязняющих веществ происходит за счет влияния нефтегазового комплекса и факельного сжигания, в т.ч. интенсивной добычи нефти и газа, включая месторождения Карачаганак и другие крупные объекты; роста нефтедобычи и, как следствие, - рост технологических выбросов. Кроме того, значимый вклад в рост объемов выбросов вносят: факельное сжигание попутного газа, особенно при аварийных и пуско-наладочных операциях, утечка углеводородов при транспортировке, хранении и подготовке сырья; рост промышленной активности в нефтесервисном секторе; увеличение объемов буровых работ, сопровождающихся выбросами бурового шлама, газов и аэрозолей. Все это происходит наряду со старением инфраструктуры, учащающимися аварийными выбросами, сопровождаясь с неэффективной очисткой. Наиболее типичными загрязнителями в Западно-Казахстанской области являются: углеводороды (метан, пропан, бутан); сероводород; оксиды азота; сажа и продукты неполного сгорания.

В Мангистауской области рост размеров выбросов загрязняющих веществ происходит за счет высокой техногенной нагрузки нефтедобычи и энергетики, а также природных факторов. В этом районе сконцентрировано большое число нефтедобывающих предприятий (Жетыбай, Каламкас, Каражанбас и др.). Рост добычи приводит к росту выбросов от насосных станций, факельных установок, технологических процессов. При этом факельное сжигание газа и испарения нефти при хранении и транспортировке, работа Мангистауской атомной энергетической станции (МАЭК) и других энергетических объектов, использующих газ и мазут, наличие пылевых выбросов из-за засушливого климата и деградации почв, а также ветра, который переносит пыль с промышленных площадок и пустынных территорий. Увеличение числа автотранспорта и грузоперевозок, связанных с нефтесервисом и портом Актау, недостаточная эффективность очистных сооружений на ряде промышленных объектов, - также являются частыми причинами роста размеров выбросов загрязняющих веществ. Наиболее типичными загрязнителями в Мангистауской

области являются: оксиды азота и серы; углеводороды; пыль и мелкодисперсные частицы; продукты сгорания мазута.

В некоторых регионах Казахстана ввиду снижения промышленной активности размеры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу имели тенденцию к снижению. Этому способствовали: снижение объемов производства на отдельных предприятиях (из-за ремонтов, модернизации, консервации производственных мощностей); сокращение добычи угля и руды (Карагандинская, Костанайская области); уменьшение объемов нефтедобычи (Кызылординская область); снижение строительной активности в отдельных периодах.

Экономический спад или стагнация в отдельных секторах автоматически уменьшает технологические выбросы. Кроме того, во многих областях Казахстана активно внедряются природоохранные технологии, происходит модернизация предприятий, котельных, ТЭЦ, металлургических и перерабатывающих предприятий; реализуется установка новых газоочистных фильтров, циклонов, электрофильтров; происходит переход на газ вместо угля в коммунальном секторе. Особенно заметно это в г. Астане (за счет активного перевода котельных на газ); в Акмолинской области (за счет модернизации теплоисточников); в Павлодарской области (за счет экологизации отдельных производств Павлодарского нефтехимического комплекса) (таблица 2).

Таблица 2 – Сравнительный анализ причин выбросов в Алматинской, Западно-Казахстанской и Мангистауской областях Казахстана

Регионы	Основные источники роста выбросов	Особенности
Алматинская область	Транспорт, строительство, отопление	Неблагоприятный рельеф, высокая плотность населения
Западно-Казахстанская область	Нефтегазовая добыча, факельное сжигание	Крупные месторождения, высокая доля технологических выбросов
Мангистауская область	Нефтедобыча, энергетика, пылевые выбросы	Засушливый климат, портовая логистика, ветровая эрозия

Рост размеров выбросов в Мангистауской, Западно-Казахстанской и Алматинской областях Казахстана обусловлен сочетанием интенсивной промышленной деятельности, ростом транспортной нагрузки, климатических особенностей и необходимостью экологической модернизации производств. При этом характер загрязнения в каждом регионе имеет свою специфику: Алматы – транспорт и урбанизация; Западный Казахстан – нефтегаз, Мангистау –

сочетание ряда факторов: нефтедобычи, энергетики и природной запыленности территории.

Развитие газификации и снижение угольной нагрузки является одним из ключевых факторов снижения выбросов в центральных и северных регионах. Это особенно заметно в г. Астане, где наблюдается массовый переход на газ частного сектора и котельных; в Акмолинской области – за счет газификации пригородов столицы; в Карагандинской области – за счет частичной замены угольных котельных; в Северо-Казахстанской области – за счет снижения использования угля в коммунальном секторе. В целом важно отметить, что газ снижает выбросы SO₂, NO_x, CO, а также твердых частиц PM₁₀ и PM_{2.5}.

Важно отметить, что в последние годы Казахстан усилил экологические требования к предприятиям, контроль за факельным сжиганием, за превышение нормативов назначаются штрафы, повышаются требования к экологической отчетности. Следствием таких мер явилось снижение аварийных выбросов, уменьшение несанкционированного сжигания отходов, сокращение выбросов при буровых и ремонтных работах. Особенно это заметно в Абайской области (сформированы новые требования после выделения региона); в Павлодарской области (наблюдается усиление контроля за крупными предприятиями); в Карагандинской области (где развиты металлургия и угольная промышленность).

Снижение выбросов от транспорта наблюдается в ряде регионов за счет обновления автопарка, роста доли газомоторного транспорта, развития общественного транспорта, а также за счет снижения интенсивности движения в отдельных периодах. Особенно это заметно в г. Астане, Акмолинской области и Туркестанской области (за счет развития газового транспорта).

В некоторых регионах снижение выбросов связано с благоприятными погодными условиями (лучшее рассеивание загрязнений); уменьшением пылевых бурь (Кызылординская область); а также со снижением ветровой эрозии (Северо-Казахстанская область). В целом указанные мероприятия благоприятно влияют на показатели по пыли и взвешенным частицам.

Оценка происходящих тенденций по выбросам основных загрязняющих веществ показывает устойчивую нисходящую тенденцию по основным загрязняющим веществам (рисунок 2).

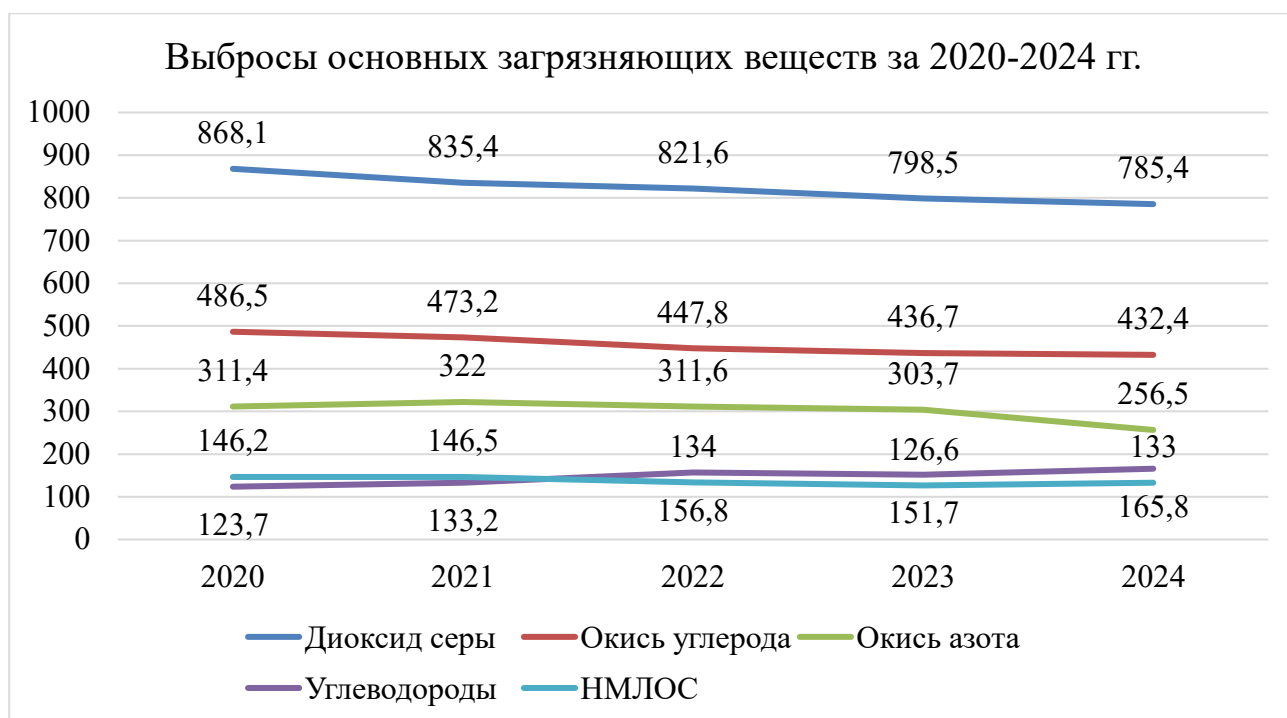


Рисунок 2 – Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу в Республике Казахстан [16]

Положительно то, что основные виды загрязняющих веществ в Казахстане имели тенденцию к уменьшению: по окиси азота – на 17,6%, по окиси углерода – на 11,1%, по диоксиду серы – на 9,5%, по неметановым летучим органическим соединениям (НМЛОС) – на 9%. Рост размеров выбросов загрязняющих веществ в Казахстане отмечался по углеводородам – на 34%.

Выводы. Проведенный нами анализ данных официальной статистики Казахстана показал, что размеры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за период с 2020 по 2024 гг. уменьшилось на 7%. В Астане это произошло, в первую очередь, за счет масштабной газификации, закрытия угольных котельных, снижения выбросов от транспорта. В Акмолинской области – за счет модернизации коммунальной энергетики; снижения выбросов от сельхозсжиганий. В Карагандинской области – за счет снижения объемов добычи угля; модернизации металлургических предприятий. В Кызылординской области – за счет снижения нефтедобычи; уменьшения пылевых выбросов. В Абайской области – за счет снижения выбросов от ТЭЦ и промышленных объектов после реструктуризации. В Жетысу – за счет низкой промышленной нагрузки; экологизации сельхозпредприятий. В Костанайской области – за счет снижения объемов добычи руды; модернизации котельных. В Павлодарской области – за счет модернизации нефтехимии; снижения выбросов от алюминиевого производства. В Северо-Казахстанской области – за счет снижения угольной нагрузки; уменьшения пылевых выбросов. В Туркестанской

области – так же за счет газификации, снижения выбросов от транспорта и коммунального сектора.

Снижение выбросов в перечисленных регионах Казахстана обусловлено сочетанием таких факторов, как: модернизация промышленности, газификация, снижение объемов добычи и производства, усиление экологического контроля, улучшение транспортной структуры, природно-климатические условия. Безусловно, каждый регион имеет свою экологическую специфику, но общей тенденцией является переход к более экологичным технологиям и уменьшение угольной зависимости.

Экологический баланс в последние годы приобретает все большее значение для обеспечения устойчивого природопользования, снижения экологических рисков и предотвращения негативных последствий техногенной нагрузки на окружающую среду.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Ахметьянова, А. И. Инвестиции в основной капитал, направленные на охрану окружающей среды в Республике Башкортостан / А. И. Ахметьянова, А. И. Кузнецов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2024. – № 3(36). – С. 77-89. – DOI 10.24412/2949-4052-2024-3-77-89. – EDN DVGRUS.
2. Ахметьянова, А. И. Тенденции в области охраны окружающей среды в Республике Татарстан / А. И. Ахметьянова, А. И. Кузнецов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2024. – № 2(35). – С. 75-93. – DOI 10.24412/2949-4052-2024-2-75-93. – EDN DJUDQF.
3. Ахметьянова, А. И. Тенденции формирования углеродоемкости: оценка экологических рисков и пути минимизации / А. И. Ахметьянова, А. И. Кузнецов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2025. – № 3(40). – С. 71-82. – DOI 10.24412/2949-4052-2025-3-71-82. – EDN HСJUVV.
4. Валько, Д. В. Циркулярная экономика: теоретическая модель и эффекты реализации / Д. В. Валько // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2018. – Т. 14, № 8(365). – С. 1415-1429. – DOI 10.24891/ni.14.8.1415. – EDN XUZLXF.
5. Воронин, Б. А. Эколого-экономические аспекты использования в аграрном производстве отходов животноводства / Б. А. Воронин, Я. В. Воронина // Аграрное и земельное право. – 2023. – № 7(223). – С. 43-45. – DOI 10.47643/1815-1329_2023_7_43. – EDN YEIXSG.
6. Гребенкин, А. В. Теоретические и прикладные аспекты концепции циркулярной экономики / А. В. Гребенкин, Е. О. Вегнер-Козлова // Журнал экономической теории. – 2020. – Т. 17, № 2. – С. 399-411. – DOI 10.31063/2073-6517/2020.17-2.13. – EDN EABVTF.
7. Гурьева, М. А. Циркулярная экономика как инновационная модель развития социально-экономического пространства / М. А. Гурьева // Вопросы

- инновационной экономики. – 2019. – Т. 9, № 4. – С. 1295-1316. – DOI 10.18334/vines.9.4.41236. – EDN XTLIJZ.
8. Гурьева, М. А. Практика реализации модели циркулярной экономики / М. А. Гурьева, В. В. Бутко // Экономические отношения. – 2019. – Т. 9, № 4. – С. 2367-2384. – DOI 10.18334/eo.9.4.40991. – EDN AUNUIK.
 9. Кузнецов, А. И. Формирование отходов производства и потребления по видам экономической деятельности в Российской Федерации и их Утилизация / А. И. Кузнецов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2023. – № 32. – С. 82-97. – DOI 10.24412/2949-4052-2023-3-82-97. – EDN RPVNVO.
 10. Кузнецова, А. Р. Тенденции выбросов парниковых газов в Российской Федерации / А. Р. Кузнецова, А. И. Кузнецов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2024. – № 1(34). – С. 104-132. – DOI 10.24412/2949-4052-2024-1-104-132. – EDN EICLYV.
 11. Кузнецова, Н. А. Концептуальный подход к реализации организационно-экономического механизма использования отходов отрасли растениеводства / Н. А. Кузнецова // Продовольственная политика и безопасность. – 2025. – Т. 12, № 4. – С. 1097-1112. – DOI 10.18334/ppib.12.4.124233. – EDN IVYKGE.
 12. Козлова, О. А. Повышение эффективности использования отходов отрасли растениеводства / О. А. Козлова, Н. А. Кузнецова. – Омск: Омский государственный аграрный университет имени П.А. Столыпина, 2025. – 199 с. – ISBN 978-5-907872-91-2. – EDN PXMWHG.
 13. Луговская, А. Ю. Экологическая обстановка Алматинской области Республики Казахстан / А. Ю. Луговская, Е. А. Майманова, Л. Ю. Анопченко // Естественные и технические науки. – 2025. – № 10(209). – С. 77-79. – DOI 10.25633/ETN.2025.10.09. – EDN NEYDPD.
 14. Тенденции экологического оздоровления и сохранения биоразнообразия в Российской Федерации / А. И. Ахметьянова, А. И. Кузнецов, О. К. Кудряшова, И. В. Дегтярева // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2025. – № 4(41). – С. 74-84. – DOI 10.24412/2949-4052-2025-4-74-84. – EDN HNXECH.
 15. Экологическая безопасность и устойчивое природопользование / А. И. Кузнецов, А. И. Ахметьянова, И. В. Дегтярева, О. К. Кудряшова // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. – 2025. – № 4(41). – С. 85-94. – DOI 10.24412/2949-4052-2025-4-85-94. – EDN MQNUAZ.
 16. Официальный сайт Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам Республики Казахстан <https://stat.gov.ru>.

REFERENCES

1. Akhmetyanova, A. I. Investments in fixed capital aimed at environmental protection in the Republic of Bashkortostan / A. I. Akhmetyanova, A. I. Kuznetsov

- // Geology. News of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. - 2024. - No. 3 (36). - P. 77-89. - DOI 10.24412/2949-4052-2024-3-77-89. - EDN DVGRUS.
2. Akhmetyanova, A. I. Trends in environmental protection in the Republic of Tatarstan / A. I. Akhmetyanova, A. I. Kuznetsov // Geology. News of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. - 2024. - No. 2 (35). - P. 75-93. – DOI 10.24412/2949-4052-2024-2-75-93. – EDN DJUDQF.
 3. Akhmetyanova, A. I. Trends in the Formation of Carbon Intensity: Assessment of Environmental Risks and Ways to Minimize / A. I. Akhmetyanova, A. I. Kuznetsov // Geology. News of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. – 2025. – No. 3 (40). – P. 71-82. – DOI 10.24412/2949-4052-2025-3-71-82. – EDN HCJUUV.
 4. Valko, D. V. Circular Economy: Theoretical Model and Implementation Effects / D. V. Valko // National Interests: Priorities and Security. – 2018. – Vol. 14, No. 8(365). – P. 1415-1429. – DOI 10.24891/ni.14.8.1415. – EDN XUZLXF.
 5. Voronin, B. A. Ecological and economic aspects of the use of livestock waste in agricultural production / B. A. Voronin, Ya. V. Voronina // Agrarian and land law. – 2023. – No. 7(223). – P. 43-45. – DOI 10.47643/1815-1329_2023_7_43. – EDN YEIXSG.
 6. Grebenkin, A. V. Theoretical and Applied Aspects of the Circular Economy Concept / A. V. Grebenkin, E. O. Wegner-Kozlova // Journal of Economic Theory. - 2020. - Vol. 17, No. 2. - Pp. 399-411. - DOI 10.31063/2073-6517/2020.17-2.13. - EDN EABBTF.
 7. Guryeva, M. A. Circular Economy as an Innovative Model for the Development of Socio-Economic Space / M. A. Guryeva // Issues of Innovative Economics. - 2019. - Vol. 9, No. 4. - Pp. 1295-1316. - DOI 10.18334/vinec.9.4.41236. - EDN XTLIJZ.
 8. Guryeva, M. A. Practice of Implementing the Circular Economy Model / M. A. Guryeva, V. V. Butko // Economic Relations. - 2019. - Vol. 9, No. 4. - Pp. 2367-2384. - DOI 10.18334/eo.9.4.40991. - EDN AUHUIK.
 9. Kuznetsov, A. I. Formation of Production and Consumption Waste by Type of Economic Activity in the Russian Federation and Their Disposal / A. I. Kuznetsov // Geology. News of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. - 2023. - No. 32. - Pp. 82-97. - DOI 10.24412/2949-4052-2023-3-82-97. - EDN RPNVVO.
 10. Kuznetsova, A. R. Greenhouse Gas Emission Trends in the Russian Federation / A. R. Kuznetsova, A. I. Kuznetsov // Geology. News of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. - 2024. - No. 1 (34). - P. 104-132. - DOI 10.24412 / 2949-4052-2024-1-104-132. - EDN EICLYV.
 11. Kuznetsova, N. A. Conceptual Approach to the Implementation of the Organizational and Economic Mechanism for the Use of Waste in the Crop Production Sector / N. A. Kuznetsova // Food Policy and Security. - 2025. - Vol. 12, No. 4. - P. 1097-1112. - DOI 10.18334/ppib.12.4.124233. – EDN IVYKGE.

12. Kozlova, O. A. Increasing the efficiency of using waste in the crop production industry / O. A. Kozlova, N. A. Kuznetsova. – Omsk: Omsk State Agrarian University named after P.A. Stolypin, 2025. – 199 p. – ISBN 978-5-907872-91-2. – EDN PXMWHG.
13. Lugovskaya, A. Yu. Environmental situation in the Almaty region of the Republic of Kazakhstan / A. Yu. Lugovskaya, E. A. Maimanova, L. Yu. Anopchenko // Natural and technical sciences. – 2025. – No. 10 (209). – P. 77-79. – DOI 10.25633/ETN.2025.10.09. – EDN NEYDPD.
14. Trends in environmental improvement and biodiversity conservation in the Russian Federation / A. I. Akhmetyanova, A. I. Kuznetsov, O. K. Kudryashova, I. V. Degtyareva // Geology. News of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. - 2025. - No. 4 (41). - P. 74-84. - DOI 10.24412/2949-4052-2025-4-74-84. - EDN HNXECH.
15. Environmental safety and sustainable nature management / A. I. Kuznetsov, A. I. Akhmetyanova, I. V. Degtyareva, O. K. Kudryashova // Geology. News of the Department of Earth Sciences and Natural Resources. - 2025. - No. 4 (41). – P. 85-94. – DOI 10.24412/2949-4052-2025-4-85-94. – EDN MQNUAZ.
16. Official website of the Bureau of National Statistics of the Agency for Strategic Planning and Reforms of the Republic of Kazakhstan <https://stat.gov.ru>.

Сведения об авторах:

Кузнецов Александр Игоревич, студент, ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий». 450076, Российская Федерация г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32. ORCID ID: 0009-0008-6364-2867. E-mail: aleksander2055@mail.ru.

Ахметьянова Альбина Ильшатовна, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры математического и компьютерного моделирования ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий». 450076, Российская Федерация, г. Уфа, ул. Заки Валиди, 32. ORCID ID: 0000-0002-5739-769X. E-mail: ai-albina@mail.ru.

Author's personal details:

Kuznetsov Aleksandr Igorevich, Student, Ufa University of Science and Technology. 450076, Russian Federation, Ufa, Zaki Validi Street, 32. ORCID ID: 0009-0008-6364-2867. E-mail: aleksander2055@mail.ru.

Akhmetyanova Albina Ilshatovna, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Associate Professor of the Department of Mathematical and Computer Modeling. Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa University of Science and Technology". 450076, Russian Federation, Ufa, Zaki Validi St., 32. ORCID ID: 0000-0002-5739-769X. E-mail: ai-albina@mail.ru.

© Кузнецов А.И., Ахметьянова А.И.