

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К. И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра геологии нефти и газа

Тастанов Бауыржан

«Анализ фациальной анизотропии коллекторов месторождения Южно-  
Торгайского бассейна»

### **ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

Специальность 5В070600 – «Геология и разведка месторождений полезных  
ископаемых»

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К. И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра геологии нефти и газа

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой  
Геологии Нефти и Газа,  
доктор РнД, профессор

\_\_\_\_\_ Енсеппбаев Т.А.

«07» июня\_2021ж.

## **ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

На тему: «Анализ фациальной анизотропии коллекторов месторождения  
Южно-Торгайского бассейна»

по специальности 5В070600 – «Геология и разведка месторождений полезных  
ископаемых»

Выполнил: Тастанов Бауыржан

Научный руководитель



\_\_\_\_\_ Узбекгалиев Р.Х

«5» июня 2021г.

Алматы 2021

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени  
К. И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К. Турысова

Кафедра геологии нефти и газа

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой  
Геологии Нефти и Газа,  
доктор PhD, профессор  
\_\_\_\_\_ Енсеппбаев Т.А.

«07» \_\_июня\_2021г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломной работы**

Обучающийся: Тастанов Бауыржан

Тема: «Анализ фациальной анизотропии коллекторов месторождения Южно-Торгайского бассейна»

Утверждена приказом Ректора Университета № 2131 – б от «24» ноября 2020 г.

Срок сдачи законченной работы «б» июнь 2021 г

Исходные данные к дипломной работе:

Краткое содержание дипломной работы: анализ фациальной неоднородности коллекторов основанной на специализированном изучении керна скважин и анализе материалов ГИС и изучение фильтрационно-емкостных характеристик выделенных фаций, выявление закономерностей их распределения, так же построение концептуальных схем и карт фаций на основе керновых материалов.

- а) Геологическое строение района;
- б) Нефтегазоносность комплексов и типы ловушек в осадочном чехле;
- в) Анализ обстановки осадконакопления;
- д) Осадочная фация

перечень графического материала: (с точным указанием обязательных чертежей) Представлены 15 слайдов презентаций работы.

Рекомендуемая основная литература:

8 из наименований

## ГРАФИК

подготовки дипломной работы

| Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов | Сроки представления научному руководителю | Примечание |
|--|---|------------|
| Общие сведения о месторождений                           | 15.02.2021                                | Выполнено  |
| Геолого-геофизическая изученность района работ           | 10.03.2021                                | Выполнено  |
| Анализ обстановки осадконакопления                       | 20.03.2021                                | Выполнено  |
| Посторение концептуальной палеофациальной схемы          | 11.04.2021                                | Выполнено  |

## ПОДПИСИ

Консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

| Наименование разделов                           | Научный руководитель, консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)     | Дата подписания | Подпись   |
|---|--|-----------------|---|
| Общие сведения о месторождений                  | Р. Х. Узбекгалиев<br>сениор- лектор кафедры<br>Геологии нефти и газа | 05.06.2021      |  |
| Геолого-геофизическая изученность района работ  | Р. Х. Узбекгалиев<br>сениор- лектор кафедры<br>Геологии нефти и газа | 05.06.2021      |  |
| Анализ обстановки осадконакопления              | Р. Х. Узбекгалиев<br>сениор- лектор кафедры<br>Геологии нефти и газа | 05.06.2021      |  |
| Посторение концептуальной палеофациальной схемы | Р. Х. Узбекгалиев<br>сениор- лектор кафедры<br>Геологии нефти и газа | 05.06.2021      |  |
| Нормоконтролер                                  | Санатбеков М. Е.,<br>м.т.н., ассистент                               | 06.06.2021      |  |

Научный руководитель



Узбекгалиев Р.Х

Задание приняли к исполнению обучающийся



Тастанов Б.

Дата

«24» ноября 2021г.

## **АННОТАЦИЯ**

Дипломная работа посвящена палеотектоническим реконструкциям формирования продуктивных горизонтов месторождения Н и построение детальных палеофациальных карт и схем для использования в геологических моделях. В дипломной работе описаны геологическая изученность, литолого-стратиграфическая характеристика, тектоника и выделены основные нефтегазоносные комплексы и типы ловушек нефти и газа месторождения Н.

В практической части дипломной работы с целью реконструкции истории формирования горизонтов в определенное геологическое время были проанализированы данные из скважин на месторождении с целью определения закономерностей седиментации и залежей нефти и газа.

## **АНДАТПА**

Дипломдық жұмыс Н кен орнының өнімді горизонттарын қалыптастыруды палеотектоникалық қайта құруға және геологиялық модельдерде қолдануға арналған егжей-тегжейлі палеофациалды карталар мен схемалардың құрылысына арналған. Дипломдық жұмыста геологиялық зерттеу, литологиялық-стратиграфиялық сипаттама, тектоника сипатталған және негізгі мұнай-газ кешендері мен мұнай кен орындарындағы мұнай мен газ тұзақтарының түрлері анықталған.

Дипломдық жұмыстың практикалық бөлімінде белгілі бір геологиялық уақытта горизонттардың пайда болу тарихын қалпына келтіру мақсатында шөгінділер мен мұнай-газ шөгінділерінің заңдылықтарын анықтау мақсатында кен орнындағы ұңғымалардан алынған мәліметтер талданды.

## **ABSTRACT**

The thesis is devoted to paleotectonic reconstructions of the formation of productive horizons of the H field and the construction of detailed paleofacial maps and schemes for use in geological models. The thesis describes the geological study, lithological and stratigraphic characteristics, tectonics and highlights the main oil and gas complexes and types of oil and gas traps of the oil field.

In the practical part of the thesis, in order to restore the history of the formation of horizons at a certain geological time, the data of wells at the H field were analyzed in order to determine the regularity of sedimentation and the formation of oil and gas deposits.

## СОДЕРЖАНИЕ

|     |   |    |
|-----|---|----|
|     | Введение  | 7  |
| 1   | Геологическая часть   | 8  |
| 1.1 | Общие сведения о месторождении  | 8  |
| 2   | Геологическое строение месторождения  | 9  |
| 2.1 | Литолого-стратиграфическая характеристика   | 9  |
| 2.2 | Тектоника   | 11 |
| 2.3 | Нефтегазоносность   | 13 |
| 2.4 | Гидрогеология месторождения   | 16 |
| 3   | Анализ обстановки осадконакопления и осадочная фация                                | 17 |
| 3.1 | Фации дощанской свиты   | 19 |
| 3.2 | Фации карагансайской свиты  | 22 |
| 3.3 | Фации кумкольской свиты   | 24 |
| 3.4 | Фации акшабулакской свиты   | 28 |
| 3.5 | Фации арыкумской свиты  | 31 |
|     | Заключение  | 36 |
|     | Список использованной литературы  | 37 |
|     | Приложение А- Профильный разрез месторождений Н                                     | 38 |
|     | Приложение Б- Профильный разрез месторождений Н                                     | 39 |
|     | Приложение В- Концептуальная палеофациальная схема для<br>отложений Дощанской свиты | 40 |
|     | Приложение Г - Карта осадочной фации Ю-П  | 41 |
|     | Приложение Д- Карта осадочной фации Ю-0   | 42 |

## ВВЕДЕНИЕ

Последние технологические процессы в сегодняшнее дни оказывают большое влияние в значительные отрасли работы человека, геологическая область никак не осталась в краю. Инновационные геологические изучения скважин, сведения бурения последних скважин, улучшение геолого-геофизических проектов дают возможность более точно определить существующие познания также усовершенствовать процедура розысков также поиска месторождений нефти также газа со негативными критериями добычи.

Подобранная содержание, бесспорно, обладает колоссальное значимость во геологии, таким образом равно как понимание события развития осадков во различное геологическое период, обстоятельств развития результативных горизонтов дадут возможность проследить регулярность распределения залежей нефти также газа в исследуемой местности. С целью оптимизации также увеличения производительности эксплуатации месторождений следует владеть сведениями об анизотропии в абсолютно всех стадиях исследования.

Несмотря на то, что в настоящее время большинство исследователей сходятся на том, что песчаные пласты-коллекторы являются неоднородными и уже в процессе осадконакопления формируются направления, являющиеся наиболее эффективными для потока флюида, при построении моделей продуктивных пластов показатели латеральной анизотропии практически не учитываются.

Задача этой работы – детальная литолого-стратиграфическая также тектоническая оценка, описание нефтегазоносности, и этапы истории развития мезо-кайнозойской отложений и условия осадконакопления и формирования месторождения, а также анализ фациальной неоднородности коллекторов, основанной в специальном исследовании керна скважин также рассмотрении использованных материалов ГИС, то, что также устанавливает значимость проделанного изучения. Изучение фильтрационно-емкостных характеристик выделенных фаций, выявление закономерностей их распределения, так же построение концептуальных схем и карт фаций на основе керновых материалов.

Выполнен седиментологический анализ, сейсмостратиграфический анализ отложения юрского и мелового времени, определены основные типы фаций, определены основные стратиграфические интервалы. Результаты бурения, геофизических исследований скважин, описания керна сопоставлены с данными сейсмических исследований региона прошлых лет, построена концептуальная палеофациальные карты изученной части бассейна.

Согласно моему мнению, предоставленная дипломная работа не только дает возможность укрепить теоретические познания, приобретенные во институте, также показать способность использовать их в практике. Практическая часть деятельность была сделана во программном обеспечении «CorelDraw».

## 1 Геологическая часть

### 1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Н найдено в 1983 г. сейсморазведочными службами Турланской ГФЭ. Скважиной первооткрывательницей считается поисковая скважина 1, в которой в 1987 г. во ходе опробования с основания неокома получен фонтанный приток нефти с пластовой водой.

В орографическом отношении район месторождения Н представляет собой низменную равнину с отметками рельефа: на севере – сор -120м, на востоке – уступ - 190-150м, на западе и юге – 190-200м.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 100-150 мм за год). Температура воздуха зимой от -12<sup>0</sup>С до -40<sup>0</sup>С, летом от +27<sup>0</sup>С до +45<sup>0</sup>С.

Водные артерии на площади работ отсутствуют. В паводковый период с марта по май происходит заполнение сухих русел рек и озер. Обеспечение технической и бытовой водой осуществляется из артезианских скважин, пробуренных Кызыл-Ординской гидрогеологической экспедицией.

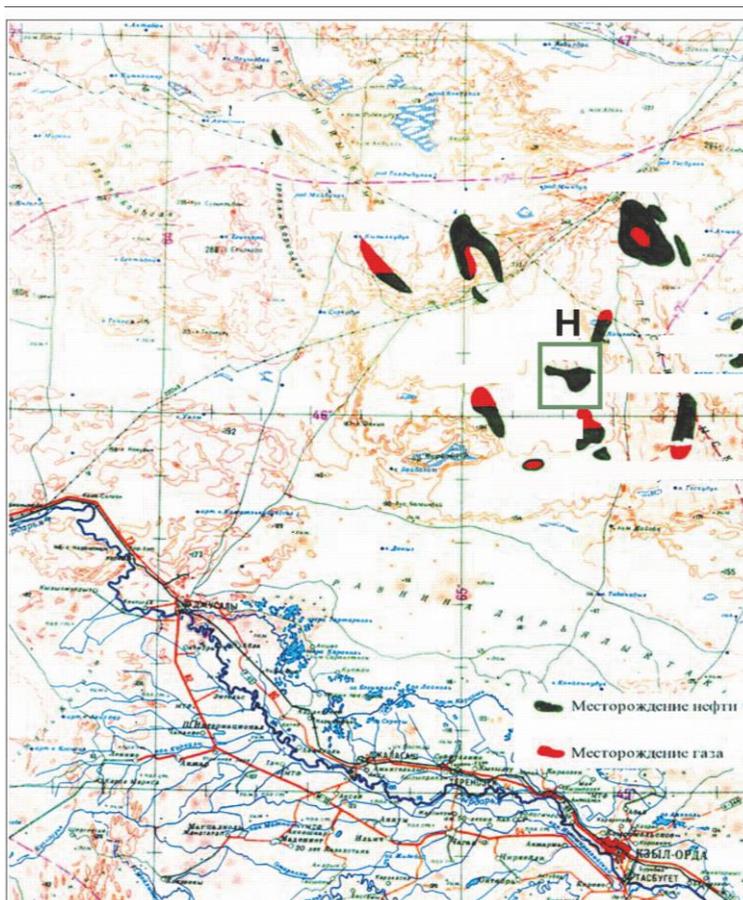


Рисунок 1 – Обзорная карта месторождений Н

## 2 Геологическое строение месторождения

В разрезе осадочных отложений района месторождения Н, залегающих на поверхности протерозойского, на отдельных блоках палеозойского фундамента, участвуют 2 структурных яруса: нижний тафрогенный (рифтогенный) юрской концепции также верхний платформенный меловой, палеогеновой также неоген-четвертичной систем.

Тафрогенный ярус в абсолютном стратиграфическом размере юры (вплоть до 4-5 километров) осуществляет концепцию грабен-синклиналей северо-западного простирания также во редуцированном размере верхнего отделения принимает участие в постройке горст-антиклиналей, целиком выклиниваясь к их более поднятым частям согласно плоскости фундамента [1].

### 2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

Во постройке месторождения Н встречаются отложения со среднего также верхнего отделов юрской системы, мела, палеогена также неоген – четвертичных.

#### **Домезозойское основание (PZ)**

Бурением скважин установлен фундамент, который представлен гнейсами, глинистыми сланцами, реже гравелитами и брекчиям. Вскрытая мощность фундамента изменяется от 1,56м до 145,8м.

**Мезозойская группа** представлена отложениями юры и мела.

#### **Юрская система (J)**

В области месторождения юрские отложения обладают распространение в главном в границах Центрального возвышения также в какой-то мере Западного возвышения. Юрская система расчленяется в 3 ритмокомплекса: низший – в составе сазымбайской также айбалинской свитый (низший отделение), средний – во составе дощанской (низший-средний отделы) также карагансайской свитый также верхний – во составе кумкольской также акшабулакской свит верхнего отдела.

Нижний отдел(J<sub>1</sub>) во границах местности месторождения отсутствуют.

Средний отдел(J<sub>2</sub>). Впределах месторождения вскрыт скважинами №3, 7, 8, 10, 18, 40, 200 кроме того представлен дощанской кроме того карагансайской свитами.

Дощанская свита (J<sub>1-2d</sub>). К ней принадлежит пачка базальных отложений во основе карагансайской свиты толщиной вплоть до 70м. Свита, показана песчаниками разномзернистыми (во главном среднезернистыми), слабо отсортированными, кварц-полевошпатовыми, алевритистыми, гравилитистыми, в глинистом цементе, со прослоями гравилитов также песчанистых алевролитов со гравием. Залежи свиты представлены продуктивным горизонтом Ю-IVd. Толщина свиты изменяется 12,7м вплоть до 71,5м.

Карагансайская свита (J<sub>2kr</sub>). Представлена темновато-сероватыми аргиллитами, прослоями очень глинистых алевролитов, концентрированные

битумом (горючие сланцы). Слой возрастает со вырыванием с пределы выклинивания с 15,8м (скв.№ 40) вплоть до 157,2м (скв.№3). Подсвета считается флюидоупором надо дощанской свитой. Во разрезе отложений караганской свиты, вскрыт эффективный горизонт – Ю-IVkr. Слой во составе двух свитый меняется с 15,8м вплоть до 169,9м во главным из-за результат изменения толщины карагансайской свиты.

Верхний отдел(J<sub>3</sub>). Разрез верхнеюрских отложений вскрыт большинством скважин (>40), пробуренных на площади месторождения и по разломам поверхности фундамента обрамляет наиболее поднятую часть фундамента в его крыльевых частях, а также повсеместно распространен на площади выступа, разделяющего Центрально-Северо-Акшабулакские мульды. Полную толщину разреза отложений вскрыли порядка 30-ти скважин.

Верхний отдел представлен двумя свитами:

Кумкольская свита (J<sub>3</sub>km). В районе она разделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Песчаные отложения развиты преимущественно в кровельной части подсвиты (продуктивный горизонт Ю-I), и нижней части подсвиты (продуктивный горизонт Ю-II). Средняя часть сложена глинами и глинистыми алевролитами с тонкими прослоями песчаников. Вскрытая толщина кумкольской свиты в полном стратиграфическом объёме изменяется от 68,8-223м.

Акшабулакская подсвита (J<sub>3a</sub>) распространена обширнее кумкольской свиты, также кроме того выклинивается во юго-западной части Центрально-Н.

Отложения **меловой системы (К)** в районе работ представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (К<sub>1</sub>) расчленяется на даульскую свиту неокома, толщу апта-нижнего альба, карачетаускую свиту альба, кызылкиинскую свиту верхнего альб-сеномана.

Даульская свита (К<sub>1</sub>nc) расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита (К<sub>1</sub>nc<sub>1</sub>) по литологическому составу пород расчленяется на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыкумский горизонт (К<sub>1</sub>nc<sub>1</sub>ar) распространен повсеместно, за исключением участка в районе скважины №3, где его кровля выклинивается к поверхности фундамента. Горизонт в полном стратиграфическом объеме представлен только в периферийной части площади, где он залегает на поверхности акшабулакской свиты верхней юры. В пределах выступа Западный Н и в южной части Центральной Н он выклинивается по своей нижней части (скважина№6), к выступу рельефа поверхности фундамента, сформированному в тафрогенный этап развития.

Общая толщина горизонта в пределах площади (в полном стратиграфическом объеме) постепенно и равномерно сокращается в юго-западном направлении, независимо от структурного плана юрских отложений, от 94,63-181,74м (скв.№6,7) до 62,94м (скв.№15). Детальной корреляцией

установлено, что сокращение толщины носит региональный характер, обусловлено как послойным сокращением (в основном нижней части разреза), так и последовательным выпадением слоев снизу вверх. Последнее связано с трансгрессивным осадконакоплением и расширением площади осадконакопления в арыкумское время.

Образование коллекторских резервуаров арыкумского горизонта на площади Н происходило последовательно в направлении с северо-востока на юго-запад. На схеме корреляции в пределах арыкумского горизонта выделены 3 продуктивных нефтегазовых горизонта: М-II-1, М-II-3, М-II-4.

На площади Центральный Н развит горизонт М-II-1.

На площади Западный Н выделены 2 горизонта: горизонт М-II-3 песчано-гравийных коллекторов, горизонт М-II-4 представляет собой песчаный резервуар.

К вышеуказанным горизонтам приурочены нефтяные и газовые залежи, с различными газодонефтяными контактами.

Верхний горизонт нижедаульской подсветы ( $K_{1nc_1^2}$ ) представлен прослоями коричневых слабо алевритистых глин. Толщина изменяется от 125,13-177,14м до 165,42м. Горизонт является региональным флюидоупором.

**Палеогеновая система (Р)**, слитные отложения системы во главной части представлены морскими зелено-сероватыми глинами, во нижней части кроме того мергелями (190-250м) палеоцена также эоцена, в верхней части красными глинами олигоцена (вплоть до 100м). Перекрыты суглинками также супесями четвертичной системы (вплоть до 20м). Толщины меняются во зависимости с глубины среза четвертичными отложениями [2].

## 2.2 Тектоника

По региональной структуре нефтяное месторождение Н находится в прогибе Арыкум Южно-тургайской впадины. Южно-тургайская впадина состоит из двух прогибов Арыкумского и Жиланчикского, разделяется Мынбулакской седловиной

Согласно платформенному структурному ярусу мел-палеогена (вплоть до 2,0км) месторождение располагается во эпицентральной (западной приосевой) части Арыкумского прогиба Южно-Тургайской впадины.

Согласно юрскому тафрогенному структурному ярусу месторождение Н захватывает область Основной части Аксайской горст-антиклинали также юго-западной части выступа Н.

По данным сейсморазведочных работ 3Д и бурения скважин месторождение Н делиться на 3 участка: Западное поднятие, Центральное поднятие и Восточное поднятие. В строении поднятий Западный и Центральный Н участвуют отложения мела-палеогена и верхнеюрский ритмокомплекс, а в Восточный Н отложения среднего и нижнеюрского ритмокомплексов [3].

По кровле арыкумского отражающего горизонта (ОГ-IIar) картируется три локальных поднятия, унаследованные рельефу фундамента.



## 2.3 Нефтегазоносность

В пределах Арыскупского прогиба залежи нефти и газа открыты в нижненеокомских, верхне- и среднеюрских отложениях и отложениях фундамента (кора выветривания).

На месторождении Н выявлено промышленная нефтегазоносность нижненеокомских (М-II-1, М-II-3, М-II-4), верхнеюрских (Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III) и среднеюрских (Ю-IV) отложений (Приложение А).

На основе материалов сейсморазведки 3Д и бурения скважин были уточнены границы выхода фундамента по всем продуктивным горизонтам.

Стратиграфически и тектоническими нарушениями месторождение условно делится на 3 участка - Западный, Центральный и Восточный Н.

Горизонты М-II-3 и М-II-4 распространены в пределах Западного Н, горизонт М-II-1 – в пределах Центрального Н.

Верхнеюрские нефтяные горизонты Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-I, Ю-II, Ю-III установлены в Центральном и Восточном участках месторождения Н, а среднеюрский горизонт Ю-IV распространен в краевых частях Восточного участка месторождения (Приложение Б).

Описание геолого-промысловой характеристики продуктивных горизонтов приведены ниже.

### **Нижненеокомские продуктивные горизонты**

К нижнему неокому приурочены продуктивные горизонты М-II-4, М-II-3 и М-II-1.

#### **Западный Н**

**Горизонт М-II-4.** По разведочным и эксплуатационным бурениям горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами, однако продуктивность доказана на Западном Н в 45 скважинах. Общая толщина горизонта колеблется от 8,5м до 21,72м. В пределах горизонта выявлены 5 нефтяных, из которых 2 – линзовидные, и 3 газовых залежей, с линзой в скв.№51, с соответствующими флюидалными контактами. Залежи литологически и тектонически экранированные.

**Горизонт М-II-3.** По разведочным и эксплуатационным бурениям горизонт вскрыт 36 скважинами. По результатам обработки ГИС-материалов в 12-ти скважинах выделены нефтенасыщенные, в 15-ти нефтеводонасыщенные, 6-ти водонасыщенные толщины, остальные 3 скважины 14, 15, 35 попали в зоны отсутствия коллекторов. В скв. 2, 34, 46 и 51, в скв.№2-А. и №3-А. отсутствуют каротажные данные. Толщина горизонта колеблется от 13м до 52,2м. В пределах горизонта выделены 4 нефтяные залежи с разными контактами.

#### **Центральный Н**

**Горизонт М-II-1.** После детальной пластовой корреляции горизонты М-II-2 и М-II-1, а также с учетом всех пробуренных скважин были объединены в единый горизонт М-II-1. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 52-мя скважинами. Толщина горизонта с севера на юг уменьшается с 47,6м до 22,7м и с полным выклиниваем в скв.№6. По ГИС

коллектора горизонта газонасыщены в 8-ми, нефтенасыщены в 7-ми, водонасыщены в 3-х скважинах, остальные скважины фациально замещены.

Согласно материалам сейсмоки 3Д, а именно карт когерентности и декомпозиции, в пределах горизонтов Ю-0-1, Ю-0-2 и Ю-1 прослеживается наличие русловых тел, имеющие распространение, как в Центральном, так и на Западном Н. Продуктивность русел доказаны бурением и опробованием скважин.

### **Центральный Н**

Горизонт Ю-0-1. Рассматриваемый продуктивный горизонт и связанные с ним залежи установлены на площади Центральный и Западный Н. Горизонт в пределах участка вскрыт 52-мя скважинами.

Толщина горизонта уменьшаются во направлении выступа фундамента. На участке выявлены газовая и нефтяные залежи с собственными газо- и нефтеводяными контактами.

Горизонт Ю-0-2. В пределах участка Центральный Н горизонт вскрыт 52 скважинами, из которых по результатам ГИС газонасыщенные толщины выявлены в скв.1, 20, 23, нефте- и водонасыщенные – скв.№2, 10, 76, нефтенасыщенные толщины – скв.5, 16,31Д, 17, 18, 19, 22, 44, 40, 41, 43, 71, 116, 200, водонасыщенные – скв.2, 3, 7, 8, 9, 10, 11, 16, 18, 40, 42, 44, 77, 101, 109, 110, 201, а скв.4, 7, 8, 20, 39, 41, 43, 100 фациально замещены.

Горизонт также как и Ю-0-1 представляет собой антиклинальную структуру, разделенную разрывными нарушениями  $f_1$  и  $f_3$  на три блока. Толщины горизонта также изменяются в направлении подъёма выступа фундамента. В пределах участка по результатам обработки ГИС и испытания выделены 2 газовых и 4 нефтяных залежей, одна из которых представлена русловыми отложениями.

### **Западный Н**

В пределах участка по материалам сейсмоки (карты когерентности и декомпозиции) выявлены песчаные тела, зоны ухудшенных коллекторов, имеющие распространение вдоль линий выходов фундамента.

**Горизонт Ю-0-1.** Горизонт вскрыт 21 скважинами. Общая толщина горизонта в пределах участка увеличивается от фундамента вниз по склону, и равна от 15м (скв.№54) до 100,82м (скв.№2-А).

В пределах горизонта выявленные песчаные тела имеют распространение вдоль выхода фундамента. Возможная продуктивность песчаного тела в районе скв.45, 93 доказана выделением по ГИС эффективных нефтенасыщенных толщин 7,7м в скв.№93 и 8,3м в скв.№23, а также испытанием в скв.№23 инт.1826-1835,5м и получением притока нефти дебитом 136м<sup>3</sup>/сут. Песчанистость по залежи в среднем составляет 2,3д.е., расчлененность равна 2-4д.е.

**Горизонт Ю-0-2.** Горизонт вскрыт бурением 12 скважин – 5, 13, 14, 15, 23, 35, 46, 105, 108, 150, 225 и 2-А, с общими толщинами от 8,1м (скв.№47) до 55м (скв.№35). В пределах горизонта выявлены три нефтяных залежей, одна из которой представлена русловыми отложениями. Нефтяные залежи в районах

скв.29, 150 и №105 представляют собой зону распадков.

### **Центральный и Западный Н**

**Горизонт Ю-І.** По разведочным и эксплуатационным бурениям горизонт вскрыт 61 скважинами. Толщина горизонта варьирует в пределах от 20,8м (скв.№5) до 81,8м (скв.№200) на Центральном от выступа фундамента в северном, северо-восточном направлении, и от 3м (скв.№14) до 26,4м (скв.№23) и 22,5м (скв.№5) по краям выступа на Западном Н. В пределах горизонта выявлено три залежи – 2 газовые и 3 нефтяные, одна из которых приурочена русловым отложениям.

### **Центральный Н**

**Горизонт Ю-ІІ.** Горизонт охвачен бурением 48 скважиной, из которых, только одна скв.№5 пробурена в пределах Западного Н.

Продуктивный горизонт представляет собой антиклинальную структуру. В интервале горизонта выделяются одна газовая и две нефтяные залежи, каждый со своим флюидальным контактом. Общая толщина горизонта варьирует в пределах от 14,5м (скв.№11) до 99,7м (скв.№43), с увеличением толщины по флангам порядка до 64,6м на западе в скв.№18 и 60на востоке в скв.№3.

**Горизонт Ю-ІІІ-1.** Горизонт вскрыт бурением 39-ти скважиной.

В интервале горизонта выделены одна газонефтяная и три нефтяные залежи, приуроченные к тектоническим блокам ІІ и ІІІ. Продуктивность горизонта доказана выделением по ГИС газо- и нефтенасыщенных пластов-коллекторов, а также получением при испытаниях притоков газа дебитом 131тыс.м<sup>3</sup>/сут(расч.путем).

**Горизонт Ю-ІІІ-2.** Горизонт вскрыт в 39 скважинах. Общая толщина горизонта колеблется в пределах от 8,4м (скв.№2) до 82,9м (скв.№18). По результатам обработки ГИС и испытанию в скважинах выявлены два газовых залежи, представляющие собой полусвод, тектонически экранированные разрывным нарушением  $f_2$ . Продуктивным является блок ІІ.

### **Восточный Н**

В области поднятия Восточный Н выявлен горизонт Ю-ІV, которого ограничена из-за влияния на горизонт выхода подошвы фундамента. Горизонт вскрыт скважинами №3, 7, 8, 10, 18, 40 и 200, что находятся в невысоких составляющих структуры в западе также севере-востоке также приурочены ко карагансайскому также дощанскому свитам средней юры.

**Горизонт Ю-ІV-к.** В ходе разведывательного также эксплуатационного бурения горизонт 8 скважинами. Толщина горизонта изменяется от 15,8м до 157,2м. В пределах горизонта выявлено 2 нефтяные залежи – линза в скв. №8 и залежь в районе скв.№40, экранированная с юга зоной выхода фундамента и тектонически с запада и востока разрывными нарушениями  $f_1$  и  $f_3$ .

По результатам обработки ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены по скв. №15, нефте-водонасыщенные по скв. №79, по скв. №10, 35 - 22,8м и 2,5м водонасыщенные коллектора, соответственно, а скв.№3, 7, 200, 202 фациально замещены.

**Горизонт Ю-IV-d.** Во ходе разведывательного также эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 7 скважинами. Общая толщина горизонта изменяется в пределах от 12,7м до 71,5м. По горизонту выявлены 3 залежи – нефтяная и газонефтяная, приуроченные ко II блоку, и нефтяная в III блоке. Выявленные залежи представляют собой пластово-сводовые, тектонически и стратиграфически ограниченные выходом фундамента.

#### **2.4 Гидрогеология месторождения**

Месторождение Н располагается во границах южной части Торгайского артезианского бассейна. Данный бассейн первого порядка захватывает широкую Южно-Торгайскую впадину меридианного простирания. Впадина расчленяется в Жиланшикский также Арыскупский прогиб, поделенные Мынбулакской седловиной. Со ними также связаны бассейны 2-го порядка. Во геолого-скелетном взаимоотношении бассейн – это трудно построенный изгиб, вложенный во очень дислоцированных породах фундамента протерозойского возраста.

Воды Торгайского артезианского бассейна сформировываются в трудных геологических также гидрогеологических обстоятельствах: недостаток регулярно функционирующих речек также существенная отдаленность с ключевых областей питания присутствие присутствии водоаккумулирующих коллекторов.

### **3 Анализ обстановки осадконакопления и осадочная фация**

Главной методологической основой данной работы является фациальный анализ и сравнить их коллекторские свойства. При этом определение фациальной принадлежности отложений является первичной задачей.

Учитывая, что эффективность эксплуатации связана с реализацией определённой технологической схемы разработки залежи в соответствии с построенной геологической моделью пласта, предлагается новый подход оценки фильтрационно-емкостной матрицы коллектора. В его основу положены литолого-седиментационные характеристики терригенного пласта, базирующиеся на четырёх типах его фильтрационно-емкостной неоднородности.

Первый тип связан с фациальной неоднородностью формирования коллектора, в результате чего песчаный пласт рассматривается не как единое целое, а как геологическое тело, изменчивое по латерали в соответствии с конкретными обстановками осадконакопления. Для каждой из обстановок характерны свои закономерности распределения толщин коллектора и зависимости значений пористости и проницаемости [4].

Фациальный анализ можно определить как описание и геологическую интерпретацию обстановок осадконакопления с помощью комплекса специальных методик по соответствующим генетическим признакам осадочных отложений. Конечная цель фациального анализа – прогноз распределения коллекторов.

Прежде всего, необходимо ввести общее понятие «фация», которое является одним из наиболее важных элементов фациального анализа. В мире на сегодняшний день насчитывается более 100 определений этого понятия, и до сих пор ведется дискуссия, что на самом деле означает этот термин.

В данной работе будет использовано понятие фации как отложений, сформировавшихся в единых условиях осадконакопления. Подобное определение сформулировано у В.П. Алексеева [5], в двух словах это – «условия + осадок».

Седиментологические исследования подразумеваются как литолого-фациальный анализ, целью которого является определение условий осадконакопления. Основным источником информации является керн из скважины. Выполняется детальный анализ текстурных, структурных особенностей, состав пород, его физические характеристики.

В процессе эволюции бассейна морфология фундамента контролировала не только форму укладки пластов осаднения, но и контролировала характеристику распределения плоскости различных пластов осаднения. В различный период осаднения палеоструктурная морфология фундамента и действие заполнения и дополнения отложения совместно сформировали палеогеоморфологическую форму в различный период осаднения пластов. Разная палеогеоморфологическая форма контролировала направление происхождения отложений и характеристику распределения плоскости осадочных фаций (Рисунок 4).

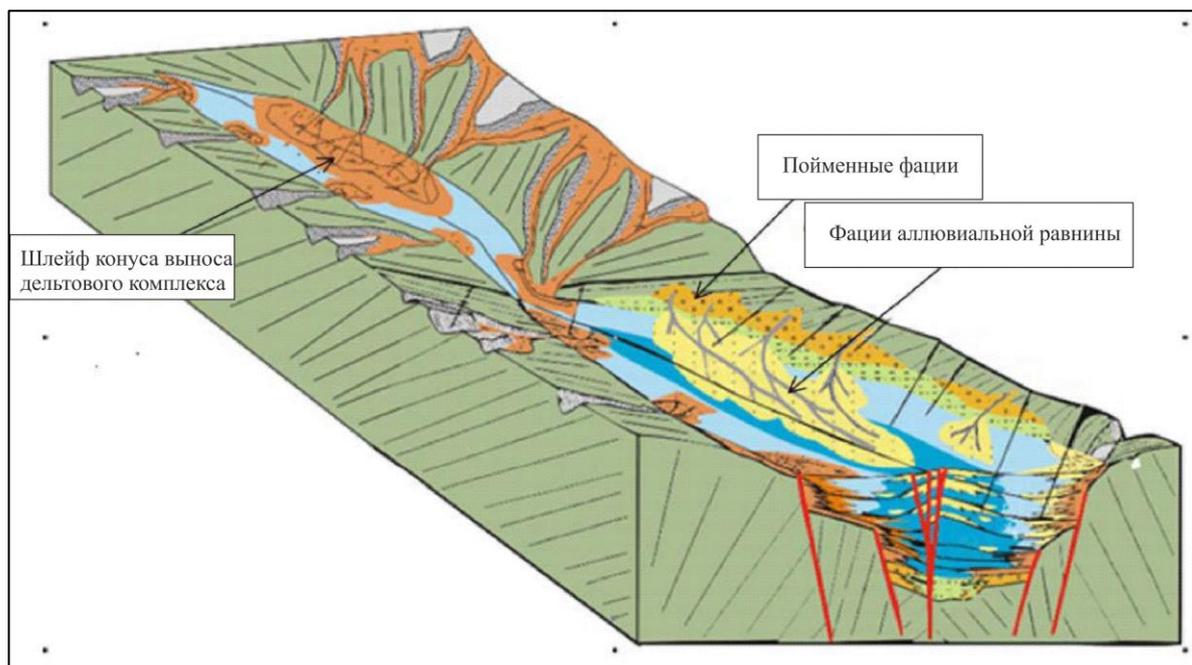


Рисунок 4 – Цельный показ древней геоморфологии в разных геологических периодах

От дощанской свиты ранней юры до кумкольской свиты поздней юры отложения происходят от соседнего возвышения Аксай, является типичным питанием происхождения короткой оси. От Акшабулакской свиты поздней юры до период осаднения пластов меловой системы палео высотная отметка бассейна является очень малой, соседнее возвышение Аксай в принципе не имело возможности питания отложений, Уральская гора, находящаяся на южном и юго-восточном крае бассейна, стала зоной питания отложений.

Преемственность фундамента контролировал весь процесс отложения юрской системы. Эффект заравнивания и укомплектования постепенно уменьшает разность высот местности. После позднеюрской деформации изменили ровную древнюю морфологию рельефа местности, контролировали отложение пластов в ранний период меловой системы.

Седиментологическая модель продуктивных горизонтов месторождения Н создана по результатам ряда интегрированных геологических и геофизических исследований, включающих материалы керн по 57 скважинам, ГТИ 43 скважин и сейсмических данных. Для оценки последовательности стратиграфических комплексов дополнительно использовались региональные данные, включающие информацию о близлежащих месторождениях.

Фациальные ассоциации были охарактеризованы на основании детального описания керн, шлама и данных каротажа. Выделение типов фаций проводилось на основе информации по фациальным обстановкам и пониманием последовательности стратиграфических соотношений.

Модель стратиграфических секвенций (последовательностей) основана на взаимоотношениях, обусловленных сочетанием эвстатических изменений уровня моря и тектонических подвижек. Стратиграфическая корреляция поверхностей затопления определена по керну и каротажу. Стратиграфическая

поверхность эрозии и поверхности трансгрессии были также определены по каротажу и керну (при его наличии).

Вскрытые отложения представлены терригенными и карбонатными осадками юрского, мелового и четвертичного возрастов. Фациальные разделения проведены в пределах дощанской, карагансайской, кумкольской, акшабулакской свиты. В рассматриваемых скважинах отсутствуют какие-либо биостратиграфические исследования, и выделяемые границы свит проводятся только на основе коррелятивных и литологических признаков.

В целях понятия эволюционных характеристик осадочных фаций в вертикальном направлении в исследуемой зоне. путем понимания и анализа литолого-фациальных характеристик, в сочетании с фоном осадения зоны, считается, что пласты Ю-IVd, М-II-1 на месторождении Н относятся к среде осадения делювиальной фации; пласты М-II-3, М-II-4 относятся к среде осадения аллювиального конуса + делювиальной фации; пласты Ю-0~Ю-I относятся к среде осадения речной фации + делювиальной фации; пласты Ю-II~Ю-III относятся к осадению озерной фации.

### 3.1 Фации дощанской свиты

В период осадения Дощанской свиты палеоструктурная разность высоты является большой, меньше накопленной воды внутри низменной канавы, сформировались условия осадения с глубокой низиной и мелководьем (Рисунок 5).

Под действием паводка и прерывистого потока воды унесенные отложения накаплиются в виде гравитационного потока вдоль верхней части палеоструктуры на нижнюю часть. В склоне фундамента и овраге северной стороны Н накоплен делювиальные фации.



Рисунок 5 – Палеоморфология фундамента при осадений Дощанской свиты

Делювиальная фация является продуктом разрыва, перемещения и повторного осаднения коренных пород, образовывается в следствии перенесения продуктов выветривания горных пород дождевыми струями, оттаявшими водами [6]. Существенную значимость во данном представляет сила тяжести, перемещающая частички почвы. Подобным способом, из-за делювиальных действий грунты в верхней части склона рушатся, в нижней, наоборот, совершается накапливание материала. В пласте Ю-IVd развито отложение делювиальной фации (Рисунок 6).

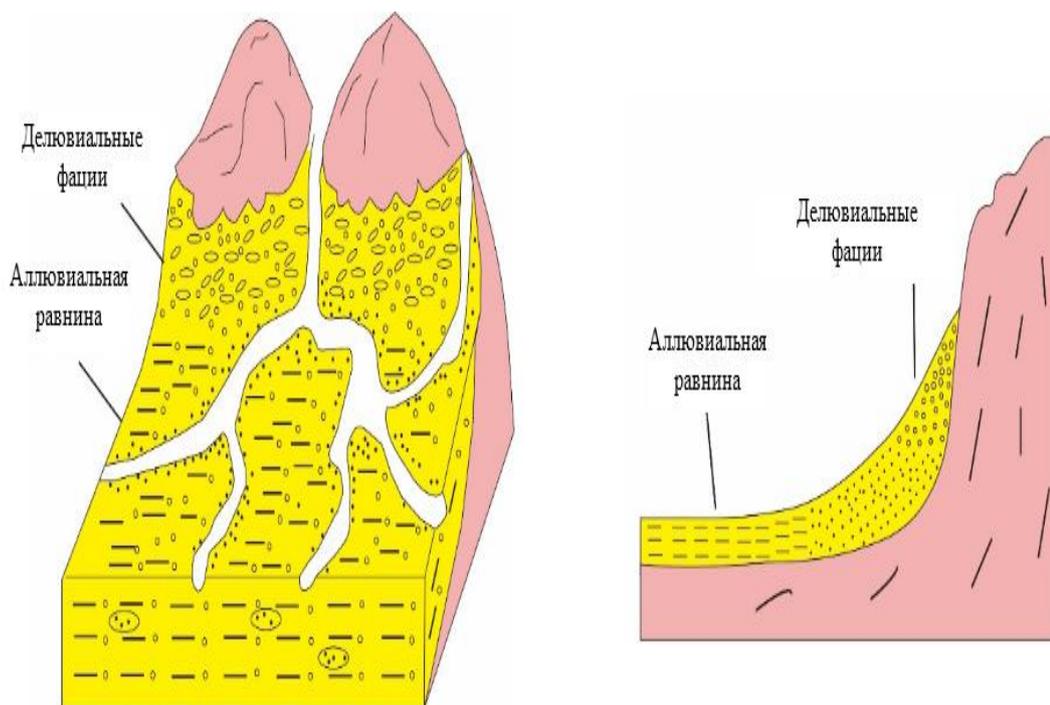


Рисунок 6 – Диаграмма осадочной модели

Скважинами преимущественно охарактеризована северная и восточная части. В севере месторождения Н раскрывают характеристику осаднения дошанской свиты, отложение – смешанное накопление песчаника и аргиллита. Сортированность и окатанность являются очень плохими. Размер частиц постепенно утончается из верхней на нижнюю часть, и имеет зональное распределение.

Период осаднения пласта Ю-IVd (Дошанская свита J<sub>2d</sub>) представляет собой условия накопления в глубокой депрессии и мелкой воды. Горизонт Ю-IVd освещен керном скважин 7, 8, 10, 200, 201, представлен песчаниками серыми, светло-серыми, темно-серыми, черные, от тонко-, до крупнозернистых, в скважине 200 в основном крупнозернистыми, массивные, кварц-слюдистые на глинистом цементе, слабощементированными, кварц-полевошпатовые на карбонатном цементе, с включениями углистого вещества, плотные, с включением обугленной растительности, в скважине 10 встречается гравелит (0,15 м).



Рисунок 7 – Фотография керн с интервала 2226,19-2232 м (изм. 2227,99-2233,8 м) скв. №200

Песчаники (100%): серые, прозрачные до просвечивающих, крупнозернистые, местами мелкозернистые, угловатые до окатанных, сортированность средняя, средне консолидированные, кварц-полевошпатовые. Хорошие нефтепоказания: 50% прямая флуоресценция желтая, звездообразная; 50% звездообразная флуоресценция хлороформом, бледно-желтая, проявление среднее, с запахом нефти, с остатками нефти (Рисунок 7).

Как видно из литологического описания имеющихся пород керн, отложения преимущественно представлены плохосортированными песчаниками. Низкая сортировка и плохая зрелость материала указывает на достаточно близкий источник сноса.

Кривая GR имеет формы Funnel и Bell. В совокупности с имеющимся описанием такие формы могут свидетельствовать о наличии русловых потоков, а также конусов выноса.

Предлагаемая в данной работе концептуальная палеофациальная схема основывается на идее близкого источника сноса материала, и полного гипсометрического контроля палеорельефа над седиментационной ситуацией.

Учитывая вышеизложенные особенности по литологии, форме каротажа, а также особенностях палеорельефа на рассматриваемой площади выделены области (Приложение В): 1. Отложения конуса выноса 2. Отложения аллювиальных или проллювиальных потоков. Также сюда возможно отнести склоновые оползневые осадки, особенно на западном склоне, в районе скважины 35. 3. Эрозионные выступы, останцы. Область отсутствия осадконакопления.

### **Фильтрационно-емкостные характеристики**

По 15 кондиционным образцам из скважин №№ 7, 200 пористость в коллекторах меняется от 13,11 до 20,3%, в среднем составляя 15,1%, проницаемость варьируется в пределах 1,23-69,23 мД, в среднем составляет 13,8 мД.

### **3.2 Фации карагансайской свиты**

Для отложений карагансайской свиты, характерна резкая смена литологического состава в сравнении с нижележащей дощанской свитой. После осадения дощанской свиты разность высот палеорельефа остается большой, но бассейн постепенно становился из сухого на водосборный бассейн, сформировал условия осадения с глубокой низиной и глубинной водой. В изученном районе отложились аргиллиты, глинистые алевролиты глубокой и полуглубокой озерной фации толщи. Осадочная фация имела зональное распределение вдоль палеоподнятия к центру осадения. На участке вблизи палеоподнятия отложение прибрежного песчаника, к озерной центральной фации становилось отложение аргиллитов.

Из характеристики палеоструктуры при осадении видно, что в период осадения J2Kг отложены пласты Карагансайской свиты, условия осадения с глубокой депрессией и глубокой водой. В склоновой части фундамента отложен набор песчаников озерной трансгрессии. В центре осадения бассейна отложены аргиллиты озерной фации.

Отложение озерной фации в основном включает в себя отложение мелководного прибрежно-озерного песчаника и отложение глиняной породы глубоководного и полуглубоководного озера. В соответствии с уклоном палеорельефа и глубокой воды на месте мелководного прибрежного озера разделить прибрежное отложение на два типа: волнового и приливоотливный. Различие характеристики двух видов песчаника отложения береговой линии является очень большим. Блоки Ю-IVк относятся к отложениям озерной фации.

Характеристика отложения прибрежного песка приливоотливного типа

Период осадения Ю-IVк: продукт денудации, прилегающий к возвышению, осаждается возле места крутого склона фундамента в северной части Н. Путем эффекта преобразования озерной воды сформировалось отложение прибрежного песка типа прилива-отлива. При осадении отложений Карагансайской свиты, уровень воды было глубокой, на прибрежном месте озера. Продукты выветривание рассыпаются возле склонов прибрежного мелководного озера, и под реконструкционным действием прилива и отлива на продукты эрозии сформировал прибрежный песчаник, который распределяется вдоль палеоподнятия. В склоновой части фундамента отложен набор песчаников озерной трансгрессии, в центре осадения бассейна отложены аргиллиты озерной фации.

Вблизи фундамента отложились мощные пласты прибрежного песчаника, с удалением от фундамента доля песчаности снижается и преобладают глинистые отложения. Вблизи фундамента мощность песчаника относительно большая, развиты толстые пласты неосновного прибрежного песка, например скважина 40. С удалением от фундамента мощность песчаника становится тонкой, отложены тонкий пласт неосновного прибрежного песка, например скважина 7. На дальнем месте от фундамента прибрежные песчаники не развиты, отложены толстые пласты аргиллита, например скважина 200 (Рисунок 8).

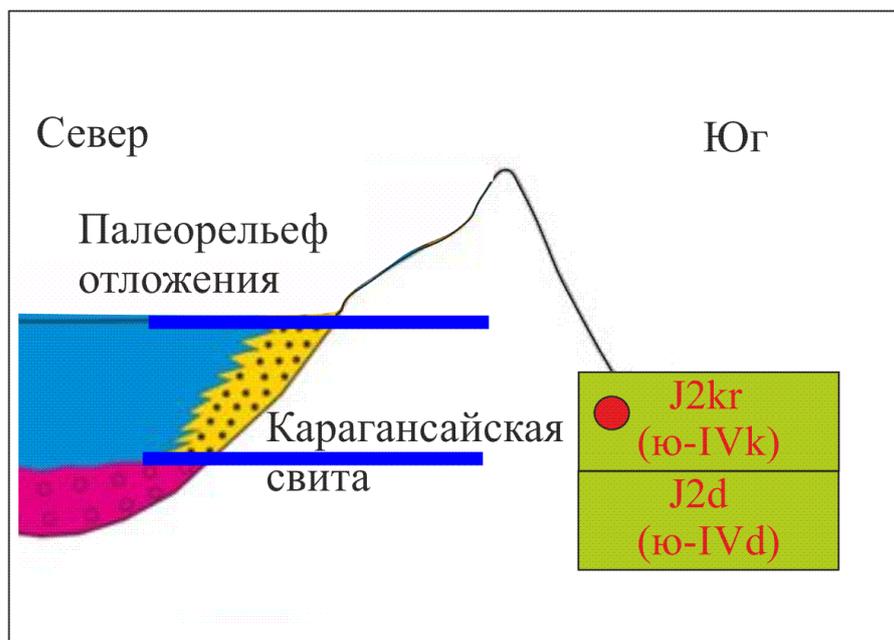


Рисунок 8 – Характеристики древнего строения при отложении группы  $J_2kr$

**Горизонт Ю-IVk** освещен керном скважин 3, 7, 8 и 10. По макроописанию керна коллекторы данного горизонта представлены песчаниками и алевролитами.

Песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые, массивные, слоистые за счет темно-серых алевропесчаников и равномерного чередования темных аргиллитов, на глинистом цементе. Состав: туфовый материал, мусковит, зерна кварца, полевых шпатов, чешуйки биотита, хлоритизированные глинистые частицы, роговая обманка. Редко отмечаются единичные пропластки конгломерата, мощностью до 5 см, состоящего из овальных галек зеленовато-серых, светлых и темно-серых алевропесчаников.

Алевролиты серые, темно-серые, некарбонатные, слюдистые, массивные, плотные, с мелкими включениями УРО.

Общий тренд кривой GR имеет форму Funnel, особенно в преимущественно глинистых скважинах и изрезанную форму Bell в преимущественно песчаных скважинах.

Предлагаемая концептуальная палеофациальная схема карагансайской свиты основывается на идее гипсометрического контроля палеорельефа над седиментационной ситуацией, особенностях литологического различия по

данным керна и форме каротажа. Наиболее вероятно, что отложения сформировались в прибрежных, прибрежно-озерных (морских) условиях.

В результате работы выделены три обособленные области: 1. Озерные или морские глинистые отложения с пропластками алевролитов – подводных потоков (турбидитов). 2. Прибрежные терригенные отложения. 3. Эрозионные выступы, останцы. Область отсутствия осадконакопления (Рисунок 9).

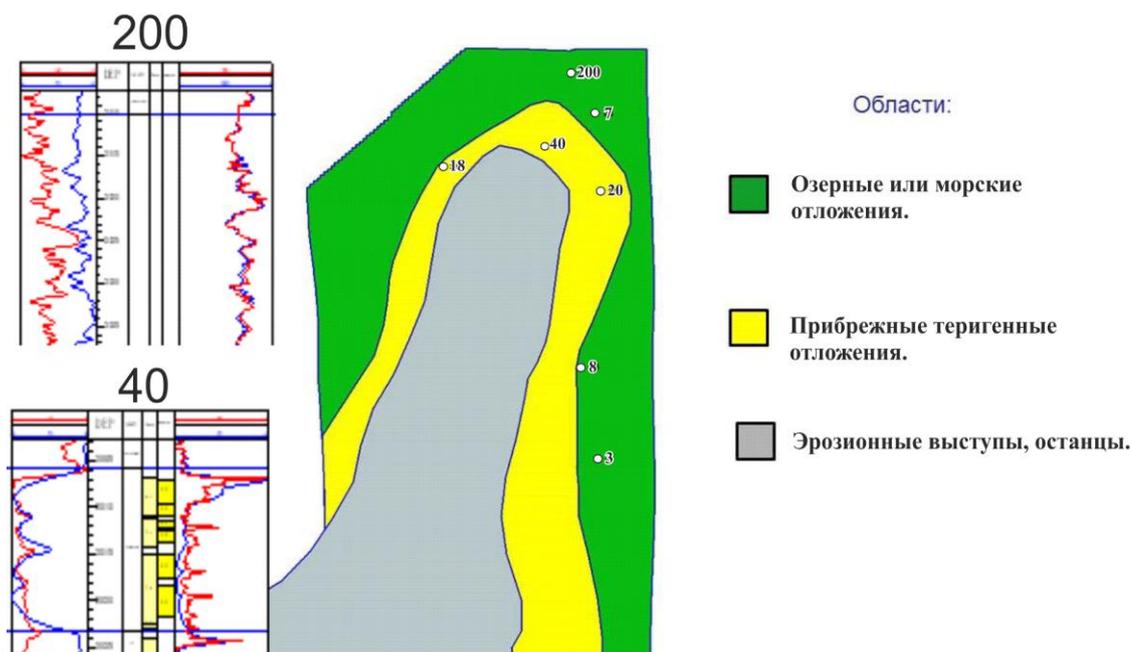


Рисунок 9 – Концептуальная палеофациальная схема для отложений Карагансайской свиты

### **Фильтрационно-емкостные характеристики**

Пористость по 10 кондиционным определениям скважины 10 колеблется от 14,4 до 18,2%, составляя в среднем 16,12%, коэффициент проницаемости по тем же образцам меняется от 1,33 до 303,4 мД, в среднем равен 33,4 мД.

### **3.3 Фации кумкольской свиты**

Отложения кумкольской свиты подразделяются на несколько продуктивных горизонтов от Ю-III, Ю-II, Ю-I. Горизонт Ю-0 приурочен к отложениям Акшабулакской свиты.

#### **Горизонт Ю-III.**

Отложение озерной фации в основном включает в себя отложение мелководного прибрежно-озерного песчаника и отложение глиняной породы глубоководного и полуглубоководного озера. В соответствии с уклоном палеорельефа и глубины воды фация прибрежного озера делится на два типа волнового и приливно-отливного образования.

Прибрежный песчаник не основной части -представлено песчаниками и алевролитами, также их примесями. Песчаники серые, светло-серые, темно-серые, тонко-, мелко-, среднезернистые, редко крупнозернистые, массивные, состав кварцевый, кварцево-слюдистый, калиево-полевошпатовый, на глинисто-карбонатном цементе, контактно-порового типа, плотные, с вкраплениями пирита, с прослоями гравелитов кварцевых. В скважине №16 встречается конгломератовый песчаник светло-серый, слабо отверделый, хрупкий, на глинистом цементе, с полуугловатыми и полуокатанными обломками пород, крупнозернистыми, грубозернистыми, полуокатанными, умеренно сортированными и хорошо сортированными зернами, с содержанием немного пылевидной слюды.

Алевролиты серые, темно-серые, кварцевые, полевошпатовые, мелкозернистые, плотные, крепкие, тонкослоистые, на глинистом цементе порового типа, редко карбонатном цементе, с редким включением обуглившихся растительных остатков и, редко, в рассеянном виде и в виде желваков пирита.

С учетом осадочной среды, данных скважин с отбором кернов, ГТИ и характеристик кривых ГИС, путем анализа электрометрических свойств горных пород созданы электрометрические модели песчаных тел по микрофациям прибрежных песчаников приливно-отливного типа.

Кривая SP характеризуется отрицательными показаниями, низкими значениями GR и амплитуда кривой удельного электрического сопротивления высокие (Рисунок 10).

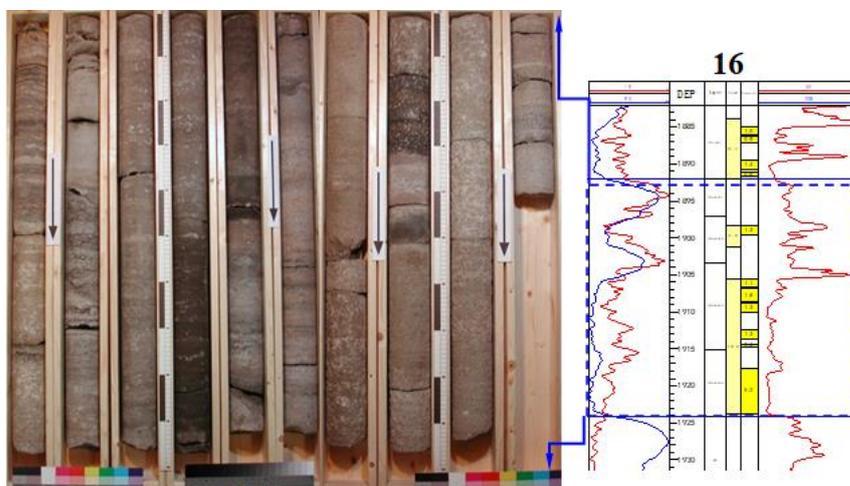


Рисунок 10 – Фото кернов пласта Ю-II по скважине 16

В период осадения Ю-III уклон вблизи фундамента становится пологим. Северная часть структуры Н все еще находится на месте прибрежного мелководного озера. Вокруг пологого склона в пластах Ю-III-2, Ю-III-1 отложены прибрежные песчаные тела приливно-отливного типа. На удаленных участках от фундамента отлагаются аргиллиты.

Отложения по кривой GR имеют преимущественно форму Bell и Block и Serrated Block .

Отличительный зеленоватый цвет, присутствие глауконита, обугленного растительного детрита в комплексе с выделенными формами по GR позволяет отнести эти отложения к флювиально-дельтовым отложениям.

Основываясь на особенностях палеорельефа, отличительным характеристикам по керну и форме каротажа на палеофациальной схеме были выделены 4 области (Приложение М):

1. Область преобладания глин с маломощным коллектором в верхней части.
2. Область распространения выдержанных коллекторов формы Bell и Block.
3. Область распространения выдержанных коллекторов формы Serrated Block.
4. Эрозионные выступы, останцы. Область отсутствия осадконакопления.

Выделенные интервалы фаций с формой Bell, Block и Serrated Block ассоциируются с отложениями флювиальных-дельтовых обстановок осадконакопления. Это могут быть осадки дистрибутивных русел, дельт и конусов прорыва. Область преобладания глин может быть ассоциирована с отложениями продельтовой мелководной области.

#### **Фильтрационно-емкостные характеристики**

Среднее значение пористости в коллекторах по 51 кондиционному определению скважин 5, 14, 31 колеблется от 14,3 до 24,16%, составляя в среднем 19,3%, коэффициент проницаемости по 32 образцам меняется от 6,12 до 405,9 мД, в среднем равен 250,5 мД.

#### **Горизонт Ю-II.**

Для горизонта Ю-II характерно площадное распространение и выдержанное однообразное строение.

Наиболее вероятно, что это прибрежные или мелководные песчаники с хорошей геометрической прослеживаемостью. Выделение отдельных фациальных зон не требуется.

В период осадконакопления Ю-II уровень озера начинает снижаться, разность высот местности значительно уменьшилась. Северная часть структуры Н все еще находится на месте прибрежного мелководного озера. Прибрежный песчаник начинает осаждался вокруг высокой части структуры и ниже.

Пласт Ю-II-1 нефтяного месторождения Н представляет собой отложение прибрежных песчаников волнового типа, на прибрежном месте озера, где уровень воды сравнительно глубокая, склон относительно крутой (по сравнению с приливо-отливным прибрежным песчаником), под реконструкционным действием волны на продукты эрозии из соседнего нагорья, отложены мощные прибрежные песчаники. В основном, представляют собой отложение песчаника разнозернистого, массивного, полимиктового, преимущественно кварцевым и в малом количестве калиево-полевошпатовым и слюдястым составом, на глинистом и карбонатном цементе порового, контактово-порового типа, с прослоями алевролитов, редко гравелитов, характеризуется хорошей сортировкой и окатанностью обломков.

**Горизонт Ю-II** освещен керном 16 скважин. Коллекторами являются песчаники, алевролиты и их примеси, пески. Редко встречаются гравелиты и конгломераты.

### **Прибрежный песчаник основной части**

Сложена мощными песчаниками, хорошо сортированными и окатанными. На диаграмме ГИС имеют цилиндрическую форму, характеризуется низким показанием GR и DT и заметным признаком положительного цикла в кривых сопротивления. Например, пласт Ю-II-1 в скважине 84 – представляет собой прибрежный песчаник основной части. Ниже представлено по интервальным описаниям керна скважины 84:

1861-1867 м Песчаники: светло-серые, слегка зеленовато-серые, плохо консолидированные, среднезернистые, слегка крупнозернистые, полуокатанные, хорошо сортированные, средне кальцинированные, хорошая пористость. Средние нефтепоказания;

1867-1867,18 м Алевролиты: светло-серые, серовато-белые, от средних до хорошо консолидированных, очень мелкозернистый, округлый, хорошо сортированные, сильно глинистые, редко встречается колчедан, слабо кальцинированные, очень тонкий лигнит между алевролитом и песчаником

1867,18-1867,23 м Лигнит: черный, твердый, блочный, редко встречается колчедан, не имеющий трещиноватости;

1867,23-1867,9 м Алевролиты: светло-серые, серовато-белые, от средних до хорошо консолидированных, очень мелкозернистый до мелкозернистых, округлый, хорошо сортированные, сильно глинистый, редко встречается колчедан, слабо кальцинированные;

1867,9-1868 м Песчаники: светло-серые, слегка зеленовато-серые, плохо консолидированные, среднезернистый, полуокатанный, хорошо сортированные, среднее кальцинированные, хорошая пористость;

1868,0-1870,45 м Песчаники: светло-серые, слегка зеленовато-серые, плохо консолидированные, среднезернистые, полуокатанные, хорошо сортированные, средне кальцинированные, хорошая пористость;

1870,45-1873,0 м Аргиллиты: серые, зеленовато-серые, среднее твердые, легко расщепляющийся, редко встречается колчедан, слегка консолидированные.

С учетом осадочной среды, данных скважин с отбором кернов, ГТИ и характеристик кривых ГИС, путем анализа электрометрических свойств горных пород созданы электрометрические модели песчаных тел по микрофациям прибрежных песчаников волнового типа.

В соответствии с седиментологической моделью озерных фации, на основании данных ГИС, ГТИ, керна и сейсмических атрибутов, пользуясь картами мощности пласта, мощности песчаника, с прогнозировано расположение прибрежных песчаников волнового типа озерной фаций пласта.

Прогноз распределения коллектора прибрежных песков волнового типа озерных фаций

В сочетании фона осадки с характеристиками древнего строения, в соответствии с данным о каротаже, шлифами сейсмических свойств и картой равной мощности песчаников с сочетанием скважин со сейсмическими данными, прогнозировать плоское расположение прибрежных песков озерных фаций. В восточной и северной части Центрального и Восточного Н отложены толстые пласты основного прибрежного песка, мощность песчаника до 20м. В западной части Центрального и Восточного Н представлены неосновные прибрежные отложения, мощность песчаника относительно тонкая.

#### **Фильтрационно-емкостные характеристики**

Проанализировано 276 кондиционных образцов 13 скважин. Пористость образцов изменяется от 13 до 30%, составляя в среднем 23%. Проницаемость изменяется от 1,23 до 6307,74 мД, в среднем равна 605,6 мД.

### **3.4 Фации акшабулакской свиты**

Литология представлена серыми кварцево-полимиктовыми песчаниками с коричневато-красными аргиллитами. Эти отложения ассоциируются с условиями флювиального осадконакопления, возможно рек с разветвленными рукавами. Обилие коричневато-красных аргиллитов может быть связано с развитием палеопочв. В интервале отложений преимущественно выделяются наложенные друг на друга фации формы Bell и Sheet. В целом снизу вверх виден переход от прибрежных условий осадконакопления к речным системам. Продуктивным является горизонт Ю-I-Ю-0.

В период осаждения Ю-I-Ю-0 под действием заравнивания и укомплектования Ю-II, а также под действием сжатия юго-восточной части центр осаждения постепенно перемещается на запад. Вовремя осаждения Ю-0 поверхность озера вышла из диапазона области изучения. На Западном Н положение структуры высоко, фундамент выходит над поверхностью земли. Вокруг фундамента отложены песчаные тела делювиальной фации, в Центральном и Восточном поднятии месторождения осаждаются комплект отложений речных фации.

#### **Характеристика развития коллекторов речной фации**

Речные фации означают комплект отложений, отложенных под действием реки, в том числе 2 вида песчаников - русловые пески, пойменные пески, русловые пески в основном, составлены из тонкозернистых песчаников и алевролитов, видны двухэлементное строение и поверхность размыва подошвы реки (Рисунок 11) [7].

Пойменные пески представляют собой песчаники, отложенные между руслами при переливе речной воды в паводковый период, включая относительно крупнозернистые песчаники на естественной дамбе, прорванном конусе и пойме. Группы Ю-I-Ю-0 на нефтяном месторождении Н представляют отложение речных фаций.



Рисунок 11 – Схема режима отложение речных фаций

Из карты древнего строения видно, что в период осаднения группы Ю-І, центр отложения уже постепенно передвигается на запад под действием заполнения и дополнения Ю-ІІ и под действием сжатия юго-восточной части, центр осаднения постепенно двигается на запад. На Западном Н положение структуры высоко, фундамент выходит над поверхностью земли. Вокруг фундамента Западного Н отложены песчаные тела делювиальной фации, в Центральном и Восточном Н отложены русловые пески, пойменные пески и др. песчаники.

В период осаднения Ю-0, под действием заполнения и дополнения Ю-І и под действием сжатия юго-восточной части, зеркало озера в основном выведено из исследуемой зоны. Осадки от юго-западного направления от месторождения Н входят в озеро в северо-восток. На Западном Н положение структуры высоко, фундамент выходит над поверхностью земли. Вокруг фундамента Западного Н отложены песчаные тела делювиальной фации, в Центральном и Восточном Н отложены русловые пески, прибрежные пески и др. песчаники.

Литолого-электрические характеристики речных фаций групп Ю-І~Ю-0  
*Русловой песок*

Литофации и каротажные кривые обладают типичными характеристиками положительной цикличности, например, в пачке Ю-0-2 по скважине 87, мощность песчаника составляет 15,2м, серый, темно-серый мелкозернистый песчаник, иногда встречается крупнозернистый песчаник, в дне иногда встречается гравий, средне отсортированный, видна явная параллельная и косая слоистость. Характеристики каротажной кривой показывают, что значение кривой GR низкое, а кривая SP - видная отрицательная аномальная, обладают

очевидной характеристикой положительной цикличности, амплитуда кривой удельного сопротивления (ВК и ИКР) более высокая (Рисунок 12).

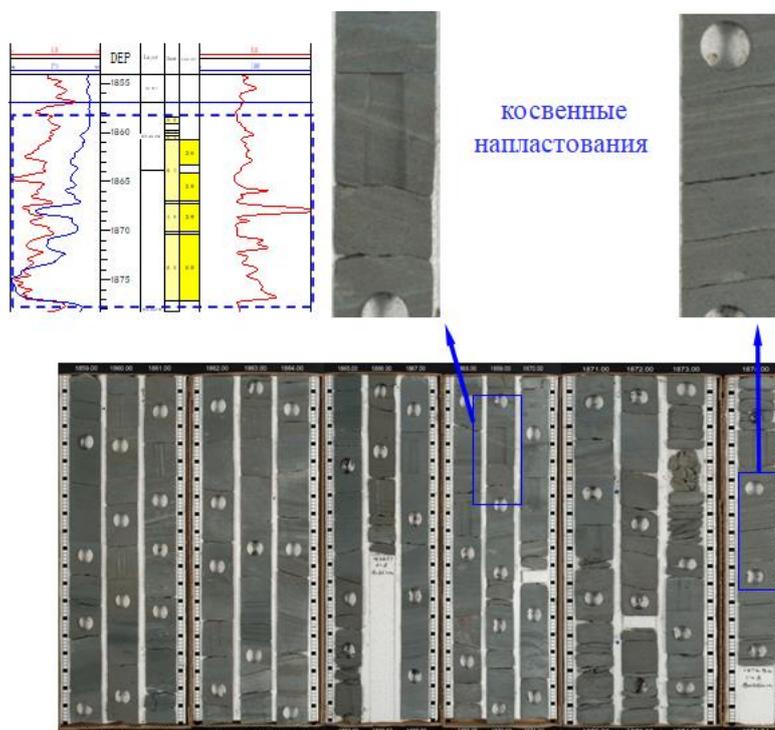


Рисунок 12 – Фото кернов пласта Ю-0-2 в скважине 44

Представлен мелкозернистыми песчаниками, алевролитами, кривая SP отрицательная аномальная, амплитуда кривой удельного сопротивления более высокая. Например, в блоке Ю-0-2а по скважине 17 - серый, серо-белый тонкозернистый песчаник мощностью 2,3м, хорошо отсортированный, низкое значение GR, кривая SP отрицательная аномальная, амплитуда кривой удельного сопротивления более высокая [8].

#### *Пойменный песчаник*

Представлен мелкозернистыми песчаниками, алевролитами. На диаграмме GR имеют воронковидную форму, характеризуется отрицательным показанием SP и высоким показанием УЭС. Например, в пласте Ю-0-2а по скважине 17 светло-серый, серовато-белый мелкозернистый песчаник мощностью 2,3 м, хорошо сортированный, сильно глинистый. Поданным керна и форме каротажа

Была построена карта осадочной фаций продуктивного горизонта Ю-0 (Приложение Д).

#### *Ил*

Кривая GR имеет пилообразную форму, амплитуда кривой удельного сопротивления низкая, например, пласт Ю-0-1 в скважине 65 представлен шоколадно-коричневыми, красновато-коричневыми, бледно-зелеными аргиллитами:

1760-1762,2 м шоколадно-коричневый цвет, переходящий в красновато-коричневый, бледно-зеленый и зеленовато-серый плотный аргиллит, местами

постепенно превращается в серовато-коричневый известковистый алевролитовый аргиллит;

1762,2-1762,4 м бледно-зеленовато-серый аргиллит;

1762,4-1763,7 м шоколадно-коричневый аргиллит;

1763,7-1764,95 м от бледно-зеленого до светло-серовато-зеленого аргиллит, с алевролитовой прослойкой;

1764,95-1766 м шоколадно-коричневый цвет, переходящий в красновато-коричневый аргиллит.

### **3.5 Фации арыкумской свиты**

Это хорошо выдержанные, покровные фации, которые литологически представлены конгломератом, песчаником со свободными обломками кварца, кремния и халцедона. Образование таких отложений могло происходить вблизи от источника сноса при довольно высокоэнергетическом переносе осадков. Эти отложения могут быть ассоциированы с условиями конусов выноса и речных систем с разветвленными рукавами.

Седиментологическая модель меловых продуктивных отложений месторождения Н в целом интерпретируется как отложения аллювиального конуса (М-II-3, М-II-4) и делювиальной фации (М-II-1, М-II-3 и М-II-4).

Аллювиальный конус представляет скопление рыхлого обломочного материала, отложенного постоянным или временным водотоком нижнего конца оврага или долины, где происходит резкое уменьшение живой силы потока.

#### *Русловый песчаник*

Скважина №47 расположена центральной части западного поднятия месторождения Н. Пласт М-II-3 представляет собой, в основном, отложения конгломерата серо-зеленоватого, темно-серо-зеленоватого, состоит из хорошо сортированных скатанных обломков пород, в основном содержит прозрачный и серый кварц, белый и розовый плагиоклаз и темно-серые, черные метаморфические и плутонические породы. Обломки пород в основном полукруглые, реже округлые, полуугловатые, частично сцементированные глиной, частично насыщены илистыми и песчанистыми жильными породами, преимущественно серо-зеленоватого цвета. Также разрез представлен алевролитами, мелкозернистым песчаником и прослойками аргиллита. На диаграмме ГИС имеют цилиндрическую форму, характеризуется низким показанием GR. Представляют собой отложения внутренней части аллювиального конуса выноса.

#### *Мощный песчаник*

Скважина №13 расположена западной части западного поднятия месторождения Н. В основном, представлены песчаником, алевролитом и аргиллитом.

Песчаник мелко-, среднезернистый, редко крупнозернистый, серый, зеленовато-серый, голубовато-серый, коричневатого-серый, коричневатого-светло-серый, мелко-, среднезернистый, кварцевый, полевошпатовый, содержит

пылевидную слюду, часто сильно алевритистый, редко гравелитовый и конгломератовый, с включениями обломков галечника, в некоторых местах с тонкими слоями ила, в породе отмечаются вкрапления пирита. Цемент глинистый, кремнистый, участками встречен цемент карбонатный.

Алеврит от серо-зеленого до светло-зеленого, кварц-полевошпатовый, слюдястый, глинистый, местами слабо карбонатный, иногда песчанистый, плотный, с включением пирита, цемент глинисто-карбонатный.

Аргиллит от темно-лилового до коричневого с серо-желтыми прожилками, свежие трещины с хорошо видимыми коричневыми цепочками аргиллита, наличие ила, илового алеврита в некоторых местах, массивный, наличие микрослюды, хорошо видимый мелкий от черного до темно-коричневого биотита, не известковый. На диаграмме ГИС имеют симметричную форму, характеризуется низким показанием GR. Представляют собой отложения средней части аллювиального конуса выноса.

Песчаник в конечной части делювиальной фаций

Подошвенная часть разреза представлена брекчиями песчанистыми, переходящая книзу в конгломератовый песчаник, светло-серая, умеренно серая, бледно-зеленовато-серая. Состоит из слабо сортированных зерен, отдельных минеральных частиц, кремня и небольших обломков пород с песчанистой и илистой цементирующей средой. Зерна состоят из угловатых и слегка удлиненных фрагментов черноватого аспидного сланца, серого кварцита и в основном, бесцветного кварца. Брекчия твердая с уровнями пористости варьирующими в пределах слабого и среднего.

Песчаник конгломератовый, светло-зеленовато-серый, местами бледно-коричневато-серый, очень слабо сортированный, в основном хорошо уплотненный, умеренно твердый, твердый, очень редко хрупкий, особенно в местах большого скопления глинистого цемента. Цемент в основном кремнеземистый и умеренно глинистый. Межгранулярная пористость чаще всего снижена за счет глинистого цемента. Песчаник состоит из мелкозернистого, среднезернистого и крупнозернистого кварца и цементирующей среды – аспидного сланца. Местами видны грязно-белые тонкие прожилки кальцита. Зерна угловатые, полуугловатые, в основном слегка удлиненные, пористость варьирует в пределах низкого и значительного, местами наблюдается хорошая кавернозная пористость.

Среднезернистый песчаник бледно-зеленовато-серый, в основном среднезернистый, реже мелкозернистый и крупнозернистый, хорошо сортированный, содержит известковистый глинистый цемент, пористость значительная, местами – хорошая, нефтенасыщенный. Зерна кварца преимущественно бесцветные, округлые, сферические, очень хорошо видны параллельные наложения, несдерживаемые глинистым материалом. Песчаник легко разделен вдоль поверхности наложения. По всему интервалу наблюдаются рассеянные зерна пылевидной слюды.

На диаграмме ГИС имеют колоколовидную форму, характеризуется низким показанием GR и высоким показанием УЭС, заметным признаком

положительного цикла в кривых сопротивления. Представляют собой отложение делювиальной фации.

После испытания тектонической деформации и денудации в конце юрского периода осадочная палеогеоморфология пласта М претерпела огромные изменения. После осаднения пласта Ю-0 морфология рельефа сформировала особенности высокого юго-запада и низкого северо-востока структуры под действием юго-восточной силы сжатия.

Из карты палеоструктуры в период осаднения пласта М на месторождении Н видно, что палеорельеф юго-западной части высокий, и в центральной части Западного Н существует зона палеоподнятия. Из карты мощности пласта видно, что в юго-западной части месторождения Н пласты тонкие, а в северной части мощные, возле фундамента пласты тонкие, и мощность пласта в западной части Западного Н тоньше, чем в восточной части. На карте песчаности, а также по распределению песчаных тел, на сейсмических атрибутах, видно, что песчаник в южной части мощный, а в северной части тонкий, что может являться основой направления происхождения - юго-западное - южное.

В соответствии с седиментологической моделью делювиальной фации и аллювиального конуса, на основании данных ГИС, ГТИ, керн и сейсмических атрибутов, пользуясь картами мощности пласта, мощности песчаника построена схема осадочных фаций горизонта М-II.

В пласте М-II-4, в западном Н развиты отложения внешней части аллювиального конуса южного направления. Вблизи палеоподнятия развиты делювиальные отложения.

В пласте М-II-3 западного Н преимущественно развивается отложения аллювиального конуса в юго-западной и южной части. Развиты субфации внутренней, средней и внешней части аллювиального конуса имеют зональное распределение. В вертикальном направлении данного пласта развиты тела аллювиального конуса двух осадочных слоев М-II-3а и М-II-3б, которые простираются от юго-западного направления к северо-восточному, и вокруг высокой точки палеоструктуры смешиваются с делювиальными осадками. В осадочных слоях М-II-3а и М-II-3б выделено три русла, толщина песчаника М-II-3а в среднем составляет 4,8 м, толщина песчаника М-II-3б в среднем составляет 8,3 м. Вблизи палеоподнятия развито делювиальное отложение (скважина 16, 17). Центральный Н представлен глинистой намывной равниной.

Характеристика осаднения пласта М-II-3, М-II-4

Литологическая характеристика:

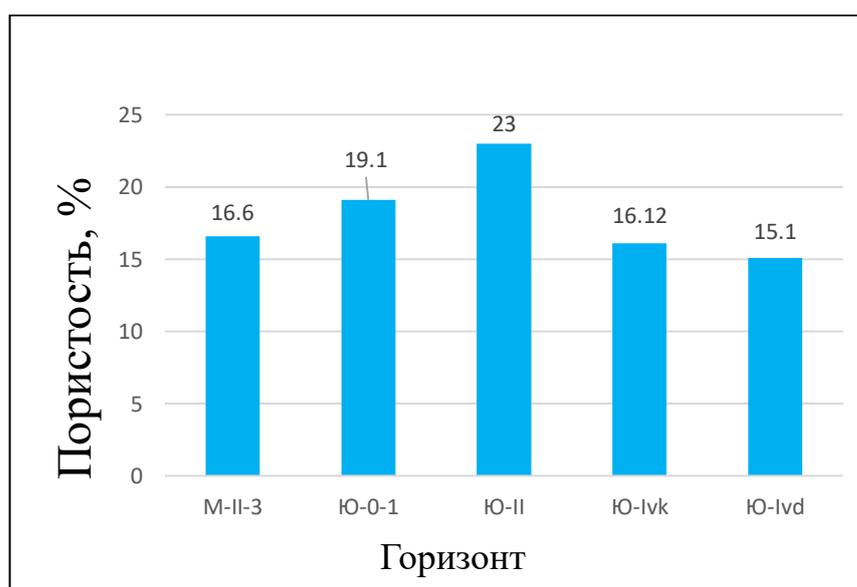
Коллектор в пласте М-II-4 распределен в Западном Н, является переслаиванием песчаника, алевролита и песчанистого конгломерата. Песчаник от зеленовато-серого до бледно-коричневого, кварцево-полевошпатовый песчаник. Ядро кварцита в основном прозрачно. Твердость песчаника умеренная, с прослоем аргиллита. Глинисто-карбонатная цементация. Размер основных частиц 0,1-0,25мм или менее. Алевролит коричневый, серый, зеленовато-серый, хорошо цементированный. Конгломерат ярко-серый,

мелкозернистый, хорошая плотность. В основном сложено кварцем, метаморфической породой и кремнистой породой. С конкрецией пирита.

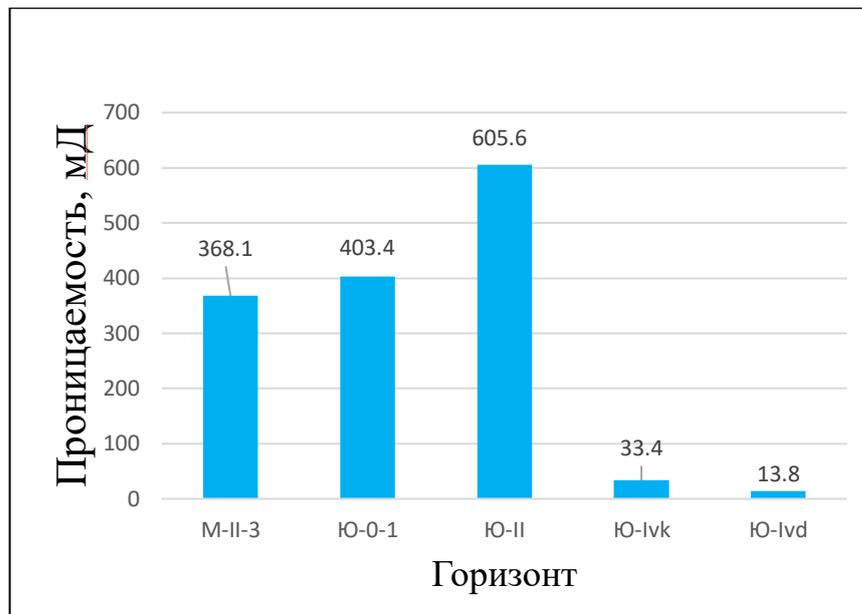
Коллектор в пласте М-II-3 распределен в Западном Н, сложен песчаником, алевролитом и конгломератом. Оттенок глинистого алевролита имеет пятнистую и полосатую форму, красновато-коричневый с серо-коричневыми, серыми пятнами. Размер частиц 0,05мм, полимиктовый состав, угловатый, содержат массивные примеси с 10-30% частицами кварца и полевого шпата. Средне- и мелкозернистый песчаник, коричневатого-серый, коричневатого-ярко-серый, с кварцем, обломками кремнистой породы и полевым шпатом размером частиц 0,1-0,5мм. Цемент глинистый, в некоторых районах видны карбонатные цементы. Песчаный конгломерат имеет пятнистую форму, коричневого с темно-серым пятно, 40-60% от него состоит из частиц конгломерата размером 1-5мм, круглый угол, окатанная форма, половина - серые и черные обломки кремнистой породы и кварца с различными оттенками, другая половина - обломки метаморфической породы. Большая часть конгломератов более рыхлая.

Построена гистограмма распределения средней пористости и средней проницаемости по анализу керн по горизонтам месторождения. Из рисунка видно, что в целом ФЕС в юрских отложениях лучше, чем в меловых отложениях; ФЕС коллекторов в горизонтах М-II-3 относительно хорошая; ФЕС коллекторов в горизонтах Ю-0, Ю-I и Ю-II относительно хорошая, в том числе ФЕС в русле горизонта Ю-0 лучше, чем в нерусле горизонта Ю-0, конкретные параметры см. в гистограммах ниже:

### Сравнение ФЕС коллекторов



Гистограмма распределения средней пористости по горизонтам месторождения Н



Гистограмма распределения средней проницаемости по горизонтам месторождения

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В конечном результате, в данной выполненной работе перед нами стояли задачи выяснение фациальной неоднородность коллекторов месторождения Н. Работа выполнена по ограниченному объему скважинных и керновых данных и представляют собой концептуальную модель. В данном дипломном проекте я проанализировал состояние эксплуатации юрского таже меловых горизонтов месторождения Н.

На основе комплексного анализа сейсмических результатов, керна, ГТИ и данных каротажа с привлечением седиментологического анализа для продуктивных горизонтов месторождения Н построены концептуальные палеофациальные схемы и карты фаций с выделением главных факторов среды седиментации и прогнозом типов отложений в разрезе и по латерали. В итоге, выяснили как повлияло среды седиментации на разность коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Эти карты в дальнейшем будут являться фундаментом для построения геологических 3D моделей. Это позволит достичь максимальных показателей приростов запасов нефти и газа со снижением затрат на изучение поисково-разведочным бурением. Таким образом задачи, которые стояли перед дипломной работы были решены.

Эта дипломная работа показывает собою создание-фациальной модели на примере нефтяного месторождения Н, которые согласно итогам ГИС-интерпретации были определены как нефтегазовые продуктивные пласты, вскрытые отложения представлены терригенными осадками юрской, мелового и четвертичного возрастов. Фациальные разделения проведены в пределах дощанской, карагансайской, кумкольской и акшабулакской свит. В рассматриваемых скважинах отсутствуют какие-либо биостратиграфические исследования, и выделяемы границы свит проводятся только на основе коррелятивных и литологических признаков.

Для получения объективной и полноопределенной модели распределения коллекторов необходимо выполнить полномасштабные седиментологические исследования (керна, гис) и их интеграцию с сейсмофациальными исследованиями.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Б. А. Кульбатырова, А.М Темирхасов, Геологическое строение западной части Южно- Торгайского Бассейна по результатам седиментологического и сейсмостратиграфического анализа, Серия геологии и технических наук. №4. , 2015.

2 Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Н Кызыординской области Республики Казахстан, 01.06.2013.

3 Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., Давыдов Н.Г., Тектоническое развитие и нефтегазаносность Южно-Торгайского бассейна, Алматы, 2005, р. 159.

4 В. Алексеев, Литолого-фациальный анализ: Учебно- методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология», Екатеринбург: УГГГА, 2003, р. 147.

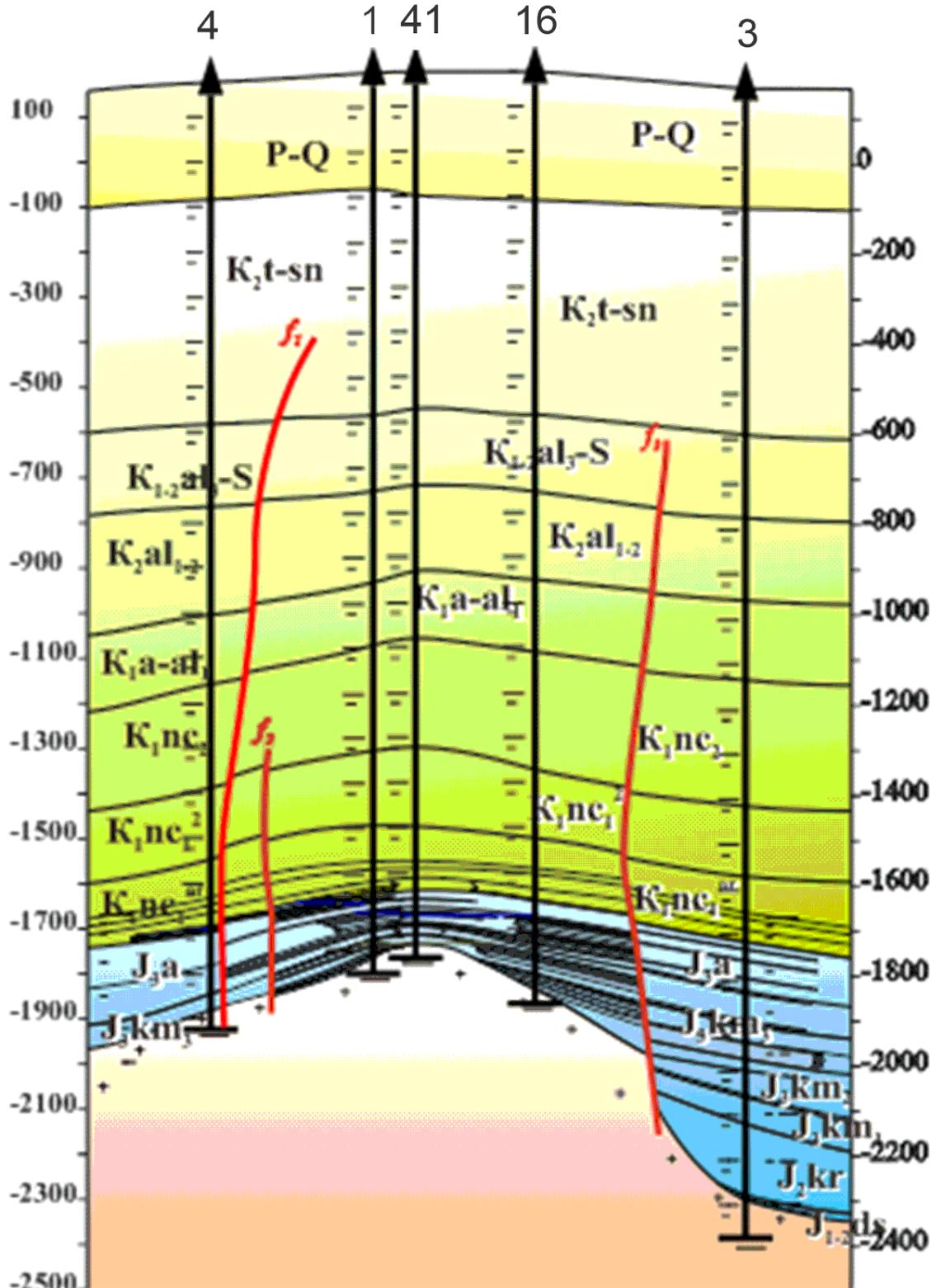
5 В. Б. Белозеров, «Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов,» *Известия Томского политехнического университета*, 2011.

6 Р. Х, Обстановка осадконакопления и фации, Мир, 1990, р. 352.

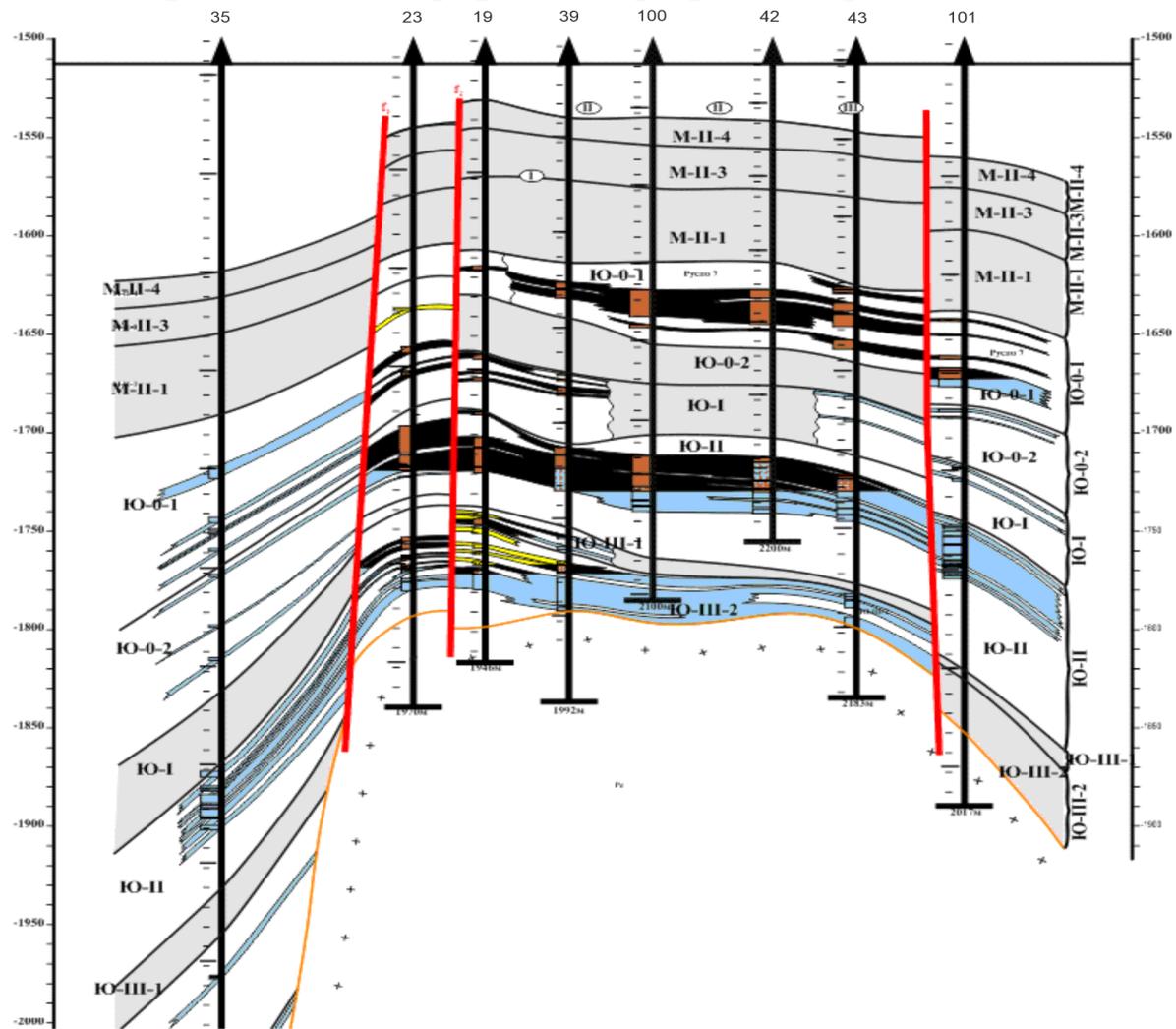
7 Б. Е.Ю, Практическая седиментология (Терригенные коллектора), Томск, 2005, р. 148.

8 Ч. О.С., Седиментология резервуара. Учебное пособие по короткому курсу, Томск, 2004, р. 453.

Приложение А- Профильный разрез месторождений Н



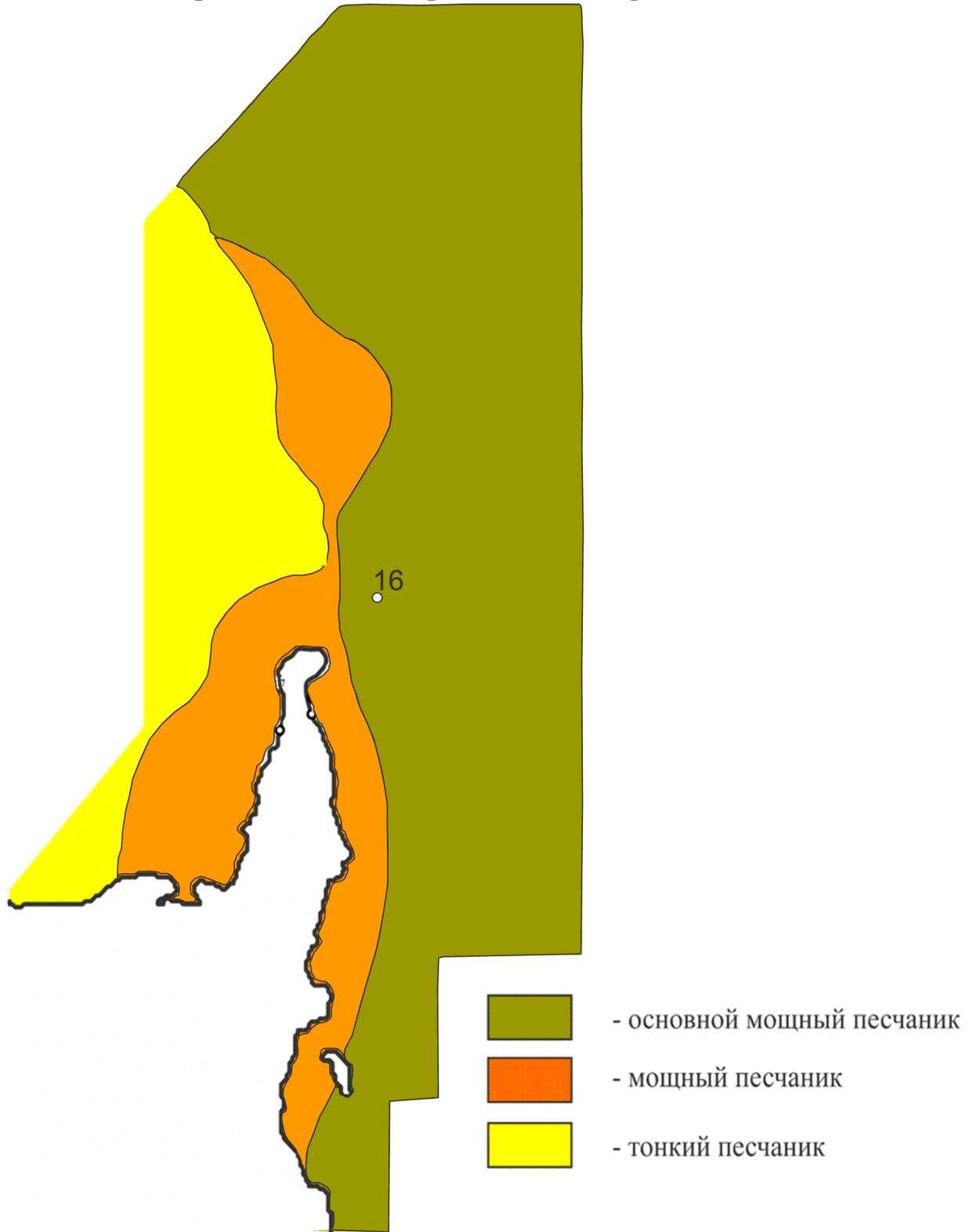
## Приложение Б- Профильный разрез месторождений Н



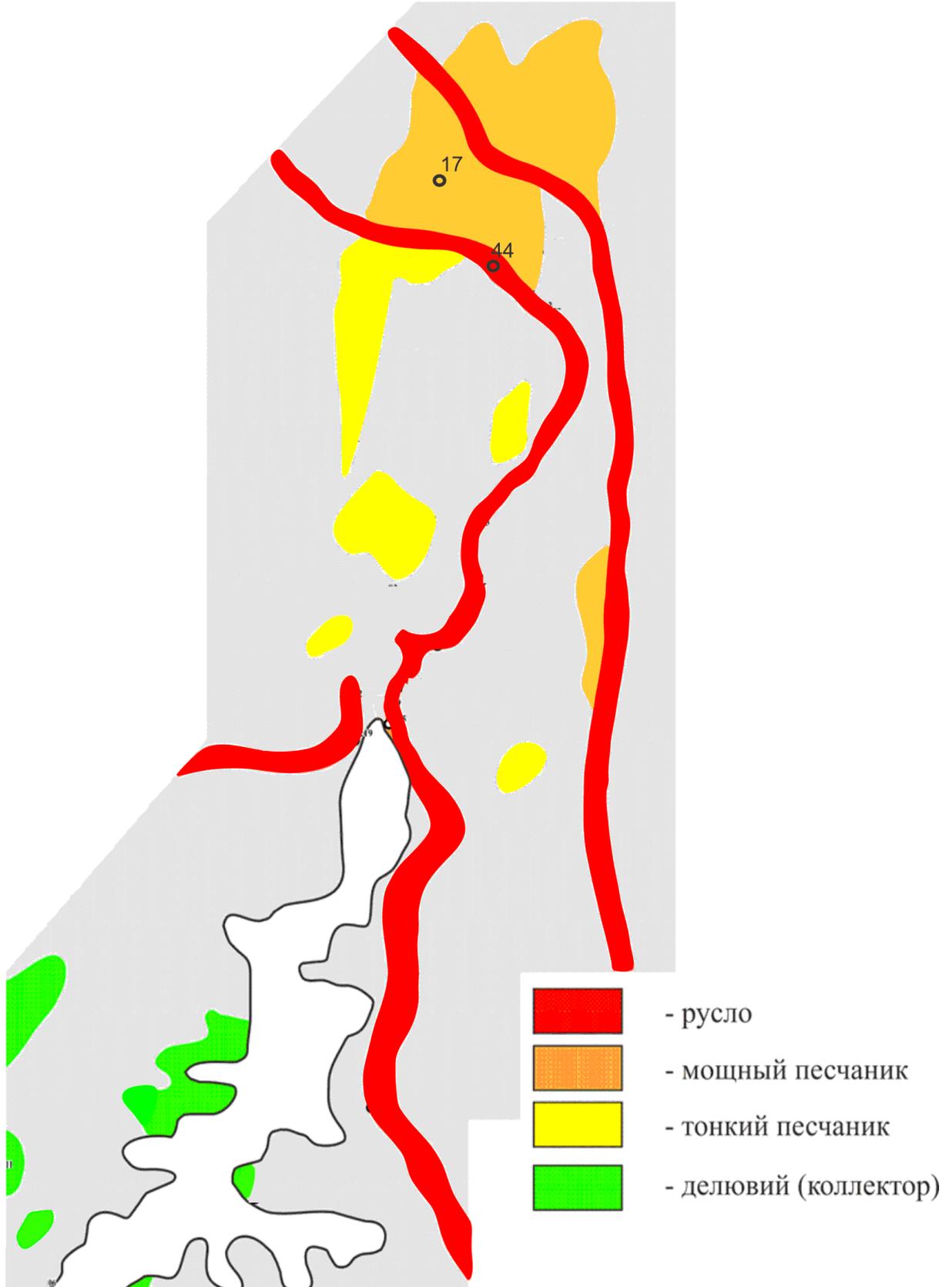
Приложение В- Концептуальная палеофациальная схема для отложений Дошанской свиты



### Приложение Г - Карта осадочной фации Ю-П



### Приложение Д- Карта осадочной фации Ю-0



## ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ  
на дипломную работу Тастанова Бауыржана Боранабайұлы  
Специальность 5В070600 - Геология и разведка  
месторождений полезных ископаемых

Тема: «Анализ фациальной анизотропии  
коллекторов месторождения Южно-торгайского  
бассейна»

Дипломная работа состоит из введения, трех разделов, заключения, списка используемой литературы из 8 наименований; всего 42 страницы текста, а также 5 графическое приложение и 11 рисунков (в самом тексте).

Суть работы заключается в анализе анизотропии основных продуктивных горизонтов по результатам керновых данных и ГИС продуктивных пластов мезозойского комплекса (со среднего также верхнего отделов юрской системы) месторождения Н для последующего построения концептуальной палоефациальной карты.

Автором был обработан и проанализирован внушительный объем опубликованных источников, а также проведена последовательная работа по построению карты фаций о. В процессе подготовки дипломной работы Тастанова Бауыржан продемонстрировала успешное применение теоретических знаний, полученных в стенах университета, на практике.

Тема дипломной работы раскрыта полностью и составлена в соответствии со всеми требованиями на высоком уровне.

Дипломный проект Тастанова Бауыржана может быть рекомендован к защите с присвоением ему академической степени бакалавра техники и технологии по специальности 5В070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых.

Научный руководитель:  
Кандидат геолого-минералогических наук, сеньор-лектор



Узбекгалиев Р. Х.  
«б» июнь 2021 г.

## Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Тастанов Бауыржан Боранбайұлы

**Название:** Анализ фациальной анизотропии коллекторов месторождения Южно-торгайского бассейна

**Координатор:** Ризахан Узбекгалиев

**Коэффициент подобия 1:**10.2

**Коэффициент подобия 2:**4.7

**Замена букв:**5

**Интервалы:**1

**Микропробелы:** 24

**Белые знаки:** 0

**После анализа Отчета подобия констатирую следующее:**

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. Обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией

07.06.2021

Дата



Узбекгалиев Р. Х

**Протокол анализа Отчета подобия  
заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения**

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Тастанов Бауыржан Боранбайұлы

**Название:** Анализ фациальной анизотропии коллекторов месторождения Южно-торгайского бассейна

**Координатор:** Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент подобия 1:10.2

**Коэффициент подобия 2:**4.7

**Замена букв:**5

Интервалы:1

Микропробелы:24

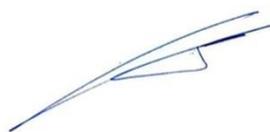
Белые знаки:0

**После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:**

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование: Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

07.06.2021

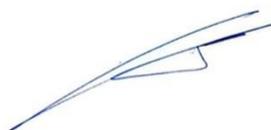


*Подпись заведующего кафедрой /  
начальника структурного подразделения*

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Диплом допускается к защите перед государственной комиссией.

07.06.2021



*Подпись заведующего кафедрой /  
начальника структурного подразделения*