

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

Чиндаулова Гулнар Кобейсиновна

«Подготовка материалов ГИС к оперативной интерпретации и подсчету запасов  
нефти в сложных геолого-технических условиях месторождения Узень»

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Специальность 6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

УДК 550.83+553.3 (574.31)

На правах рукописи

Чиндаулова Гулнар Кобейсиновна

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание академической степени магистра

Название диссертации	Подготовка материалов ГИС к оперативной интерпретации и подсчету запасов нефти в сложных геолого-технических условиях месторождения Узень
Направление подготовки	6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Научный руководитель,  
доктор PhD



Умирова Г.К.

«26» июня 2020 г.

Рецензент, кандидат  
технических наук,  
ассоциированный профессор



Муратова С.К.

«27» июня 2020 г.

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой  
Геофизики доктор геолого –  
минералогических наук,  
профессор



Абетов А.Е.

«28» июня 2020 г.

Нормоконтроль,



Алиакбар М.М.

«28» июня 2020 г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН


Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела им. К. Турысова

Кафедра Геофизики

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой  
Геофизики доктор геолого-  
минералогических наук,  
профессор

 Абетов А. Е.  
“28” июня 2020 г.

**ЗАДАНИЕ**

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Чиндаулова Гулнар Кобейсиновна

Тема магистерской диссертации: Подготовка материалов ГИС к оперативной интерпретации и подсчету запасов нефти в сложных геолого-технических условиях месторождения Узень

Утверждена приказом по университету № 1193-м от 29 октября 2018 г.

Срок сдачи законченной работы «03» июля 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: *Геологические, геофизические, текстовые и графические материалы по месторождению Узень*

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:






- а) Современное состояние геолого-геофизической изученности месторождения Узень;
- б) Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения Узень;
- в) Методика создания единой схемы интерпретации данных ГИС для 19-24 горизонтов месторождения Узень;
- г) Опробование разработанной методики интерпретации данных ГИС на месторождении Узень по продуктивным горизонтам 19-24.

**ГРАФИК**  
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Современное состояние геолого-геофизической изученности месторождения Узень	04.12.2019 г.	
Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения Узень	10.01.2020 г.	
Методика создания единой схемы интерпретации данных ГИС для 19-24 горизонтов месторождения Узень	01.03.2020г.	
Опробование разработанной методики интерпретации данных ГИС на месторождении Узень по продуктивным горизонтам 19-24	07.04.2020г.	

## Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов работы

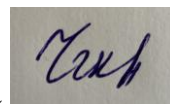
Наименования разделов	Консультанты, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Современное состояние геолого-геофизической изученности месторождения Узень	Умирова Г.К. , доктор PhD	26.06.2020г.	
Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения Узень	Умирова Г.К. , доктор PhD	26.06.2020г.	
Методика создания единой схемы интерпретации данных ГИС для 19-24 горизонтов месторождения Узень	Умирова Г.К. , доктор PhD	26.06.2020г.	
Опробование разработанной методики интерпретации данных ГИС на месторождении Узень по продуктивным горизонтам 19-24	Умирова Г.К. , доктор PhD	26.06.2020г.	
Нормоконтролер	Алиакбар М.М. тьютор	28.06.2020г.	

Научный руководитель



Умирова Г.К.

Задание принял к исполнению магистранта



Чиндаулова Г.К.

Дата

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2020 г.

## АННОТАЦИЯ

**к дипломной работе** «Подготовка материалов ГИС к оперативной интерпретации и подсчету запасов нефти в сложных геолого-технических условиях месторождения Узень»

Данная дипломная работа посвящена созданию единой методики интерпретации ГИС в открытом стволе для 19-24 горизонтов месторождения Узень на основе обобщения ранее выполненных исследований.

На основе анализа представительного материала геофизических исследований скважин уточнены петрофизические и емкостно-фильтрационные особенности, текстурно-структурные характеристики, уточнена методика интерпретации данных ГИС и выделения эффективных толщин неоднозначных сложнопостроенных коллекторов со слоистой текстурой юрских горизонтов месторождения Узень.

Все геофизические параметры проверены специальными методами и методиками. Выполненные исследования показывают довольно высокую сопоставимость подсчетных параметров, вычисленных по новой рекомендуемой методике, с данными керна. Результаты, полученные в данной магистерской диссертации, дадут возможность исключения завышений эффективных толщин, параметров пористости и нефтенасыщенности, что в конечном итоге может привести к необоснованному увеличению запасов нефти в целом по месторождению.

## АҢДАТПА

**ДИПЛОМДЫҚ ЖҰМЫСҚА** «Өзен мұнай кенорынның күрделі геологиялық-техникалық жағдайында оперативтік интерпретация және мұнай қорын санау үшін унғыманы геофизикалық әдістермен зерттеу мәліметтерін даярлау»

Бұл дипломдық жұмыс бұрын орындалған зерттеулерді жинақтау негізінде Өзен кенорының 19-24 горизонттары үшін ашық оқпанда ҰГЗ интерпретациялаудың бірыңғай әдістемесін құруға арналған.

Ұнғымалардың геофизикалық зерттеулерінің ұсынылған мәліметтерін талдау негізінде петрофизикалық және сыйымдылық-сүзу ерекшеліктері, текстуралық-құрылымдық сипаттамалары нақтыланды, ҰГЗ деректерін интерпретациялау және Өзен кеноры юралық горизонттардың қабатты текстурасы бар күрделі құрылыстағы коллекторлардың тиімді қалыңдығын бөлу әдістемесі нақтыланды.

Барлық геофизикалық параметрлер арнайы әдістермен және әдістемелермен тексерілген. Жүргізілген зерттеулер ұсынылған жаңа әдіс бойынша есептелген параметрлердің негізгі керн деректермен өте жоғары салыстырмалығын көрсетеді. Осы магистрлік диссертацияда алынған нәтижелер тиімді қалыңдықты, кеуектілік пен мұнайдың қанығу параметрлерін қайта бағалауды болдырмауға мүмкіндік береді, нәтижесінде мұнайдың барлық кен орындарында қорлардың негізсіз өсуіне әкеліп соғуы мүмкін.

## ANNOTATION

**to the diploma work** «Preparation of calculation parameters according to GIS on 19-24 productive horizons of the deposit Uzen»

The Diploma is dedicated to create common methodology interpretation of GIS in open trunk for 19-24 horizon oilfield Uzen on the basis of summoning the research done before.

There is clarification on the basis of analyze of representative material of geophysical research of well, petrophysical and capacitive filtrational features, texture structural characteristics, clarification of method interpretation of data of GIS, and highlighting the effective thickness, ambiguity of complex of collectors with layered texture of Jurassic horizons of field of Uzen.

All the geophysical parameters are checked with special methods and methodology. All rendered research shows pretty compatibility of accountable parameters, which are counted by newly recommended method with data of core. The results achieved in current masters dissertation will give opportunity of exclude highly rated effective thickness, porosity parameters and oil saturated, which is at the end can lead to unreasonable increase of stock of oil in oilfield.



# СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
1 Современное состояние геолого-геофизической изученности месторождения Узень	13
1.1 Геофизическая изученность	13
1.2 Буровая изученность	16
2 Геолого-физические характеристики продуктивных пластов месторождения Узень	24
2.1 Краткий обзор района работ	24
2.2 Анализ литолого-стратиграфической характеристики района исследований	26
2.3 Тектонические особенности месторождения Узень	32
2.4 Нефтегазоносность	37
2.4.1 Литологическая характеристика пород коллекторов	43
2.4.2 Фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов	45
3 Методика создания схемы интерпретации данных ГИС для 19-24 горизонтов месторождения Узень	49
3.1 Получение петрофизических связей с учетом новых данных	49
3.2 Оценка глинистости	57
3.3 Оценка пористости	61
3.4 Оценка нефтенасыщенности	64
3.5 Оценка проницаемости	65
4 Опробование разработанной методики интерпретации данных ГИС на месторождении Узень по продуктивным горизонтам 19-24	67
4.1 Результаты опробование скважин	67
Заключение	73
Список использованной литературы	75

## ВВЕДЕНИЕ

Республика Казахстан – крупнейший производитель нефти и газа в Центральной Азии. По доказанным запасам углеводородов Казахстан занимает 10 место, по объемам добычи нефти – РК входит в 20-ку мировых производителей нефти в мире. Если такие крупные производители нефтегазовой отрасли, как Кувейт, Норвегия и Китай в 2017 году добыли 100-150 млн.т углеводородного сырья, то уровень добычи Казахстана в это же время составил около 85 млн.т (примерно, как Ливия, Нигерия).

Большая часть нефти в настоящее время добывается в Атырауской области (из них более 25 млн. тонн дает месторождение Тенгиз). В 2017 году началась добыча нефти на крупном шельфовом нефтегазовом месторождении Кашаган с балансовыми запасами нефти 6 млрд тонн.

Южный Мангышлак также является одним из важнейших регионов нефтедобычи Западного Казахстана, на территории которого выявлены такие крупные месторождения как Жетыбай, Узень, Тасбулат, Тенге и др., обеспечивающие длительное и устойчивое развитие нефтегазового комплекса республики. Все они локализованы в осадочных отложениях юрско-мелового чехла, слагающих хорошо изученный верхний этаж геологического разреза эпигерцинской плиты. Первоначальные, извлекаемые запасы месторождения Узень составляли более 300 млн.т. нефти. В 80-е годы Мангистауская область являлась лидером в Казахстане по объемам добычи нефти и газа. Например, в 1989 году Казахстан добыл 25 млн.т нефти. Из них около 20 млн. т давали месторождения Узеньской группы. Из нефтегазовых месторождений самым крупным является месторождение Жетыбай. В настоящее время это месторождение находится на стадии поздней добычи и разрабатывается компанией «МангыстауМунайГаз» совместно с КНР. Также совместно с китайскими партнерами на полуострове Бузачи, в северной части Мангыстауской области разрабатывается месторождение нефти Каражанбас. Здесь добывается самая тяжелая нефть в Казахстане – с плотностью около 1 г/см<sup>3</sup>.

Современный этап развития нефтегазодобывающей отрасли РК характеризуется вступлением наиболее крупных месторождений углеводородов (УВ) в позднюю и завершающую стадию разработки. Характерными особенностями поздней стадии разработки являются снижение темпов отбора нефти при высокой обводненности добываемой продукции, ухудшение структуры запасов и, как следствие, низкий коэффициент нефтеизвлечения (КИН) [2].

Поэтому усилия специалистов, которые осуществляют разработку залежей нефти и газа, направлены на обеспечение высокой добычи при минимальных затратах с высоким КИН. Только при постоянном контроле и регулировании процесса эксплуатации с привлечением новых данных о геологическом строении залежи, состоянии ее фильтрационно-емкостной

модели, полученных на различных этапах жизни месторождения, можно разрабатывать экономически эффективные стратегии получения максимальной отдачи от месторождений при минимальных производственно-экономических рисках [3] и получать уточненные параметры для подсчета запасов (ПЗ).

В ПЗ 2006 г. на месторождении Узень в случаях повышенной полимиктовости песчаников, при отсутствии или низком качестве микрометодов в условиях частого тонкого переслаивания коллекторов и непроницаемых пород, эффективная толщина коллектора принималась равной половине общей толщины пласта. Такой подход был обусловлен ограниченным комплексом ГИС, низкой разрешающей способностью геофизической аппаратуры, недостаточной петрофизической изученностью керна материала. На сегодняшний день повышение достоверности комплекса ГИС (расширение комплекса геофизических методов и применение более совершенной аппаратуры); улучшение состояния ствола скважин (применение буровых растворов на полимерной основе) и использование современных программно-технологических средств дает возможность создания единой методики интерпретации ГИС-данных для детализации структурного плана залежей и границ распространения коллектора и этим обуславливается актуальность данных исследований.

Целью данной диссертационной работы является создание единой методики интерпретации ГИС в открытом стволе для 19-24 горизонтов месторождения Узень на основе обобщения ранее выполненных исследований. Для качественного достижения поставленной цели были решены следующие основные задачи:

1. Сбор и обобщение материалов по петрофизическим, геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин;
2. Создание петрофизической модели 19-24 горизонтов на основе лабораторных исследований керна;
3. Обобщение и анализ существующих методик и формирование окончательной методики;
4. Опробование новой методики интерпретации

В рамках написания магистерской диссертации был выполнен сбор и обобщение петрофизических, геофизических, гидродинамических и промысловых данных на основе 27 скважин с различным выносом керна. Качественно новый этап изучения продуктивных коллекторов связан с 4 скважинами, вынос керна в которых составляет 86%, что соответствует новым критериям Подсчета Запасов.

По результатам выполненных лабораторных исследований получены данные по литолого-физическим и фильтрационно-емкостным свойствам пород, слагающих 19-24 продуктивные горизонты. В рамках данной работы показаны результаты дополнительных лабораторных исследований керна и оценки граничных значений коллекторов, необходимых для создания обновленной петрофизической модели обеспечения интерпретации

материалов ГИС. Особая роль при решении данной задачи отводилась выбору аппаратуры, поскольку обязательный комплекс ГИС в условиях тонкослоистого разреза или в одиночных тонких пластах не обеспечивает надежного выделения и оценку геофизических параметров тонких прослоев коллекторов из-за вертикальных ошибок измерений аппаратуры. Исходя из этого принципа, все лабораторные измерения выполнены с использованием современной высокоточной аппаратуры. По материалам петрофизических и геофизических исследований уточнены петрофизические и емкостно-фильтрационные особенности, текстурно-структурные характеристики, разработана единая методика для интерпретации ГИС и выделения эффективных толщин неоднозначных сложнопостроенных коллекторов со слоистой текстурой юрских горизонтов месторождения Узень.

Разработанная методика опробована на современных материалах ГИС месторождения Узень. Отмечена хорошая сопоставимость пористости, определенной разными методами, за исключением некоторых интервалов размыва ствола скважины. Наиболее высокая сопоставимость расчетной пористости по ГИС выявлена с пористостью, определенной по керну. Особенно это отмечено в интервалах сплошного отбора керна по разрезу (к примеру, скважина 02-Узень), что свидетельствует о правильной настройке интерпретационной модели.

Данные исследования выполнены на основе материалов, собранных во время прохождения стажировки в компании «КазНИПИмунайгаз». Автор магистерской диссертации благодарит геологическую службу компании за любезно предоставленные материалы. Данные исследования помогут бороться с возможными завышениями эффективных толщин, параметров пористости и нефтенасыщенности, что в конечном итоге может привести к необоснованному увеличению запасов нефти в целом по месторождению.

# 1 Современное состояние геолого-геофизической изученности месторождения Узень

## 1.1 Геофизическая изученность

Открытию Узеньской структуры предшествовал комплекс региональных и детальных геолого-геофизических работ, осуществленных в южной части полуострова Мангышлак с 1950 по 1960 г. г. (рисунок 1.1).

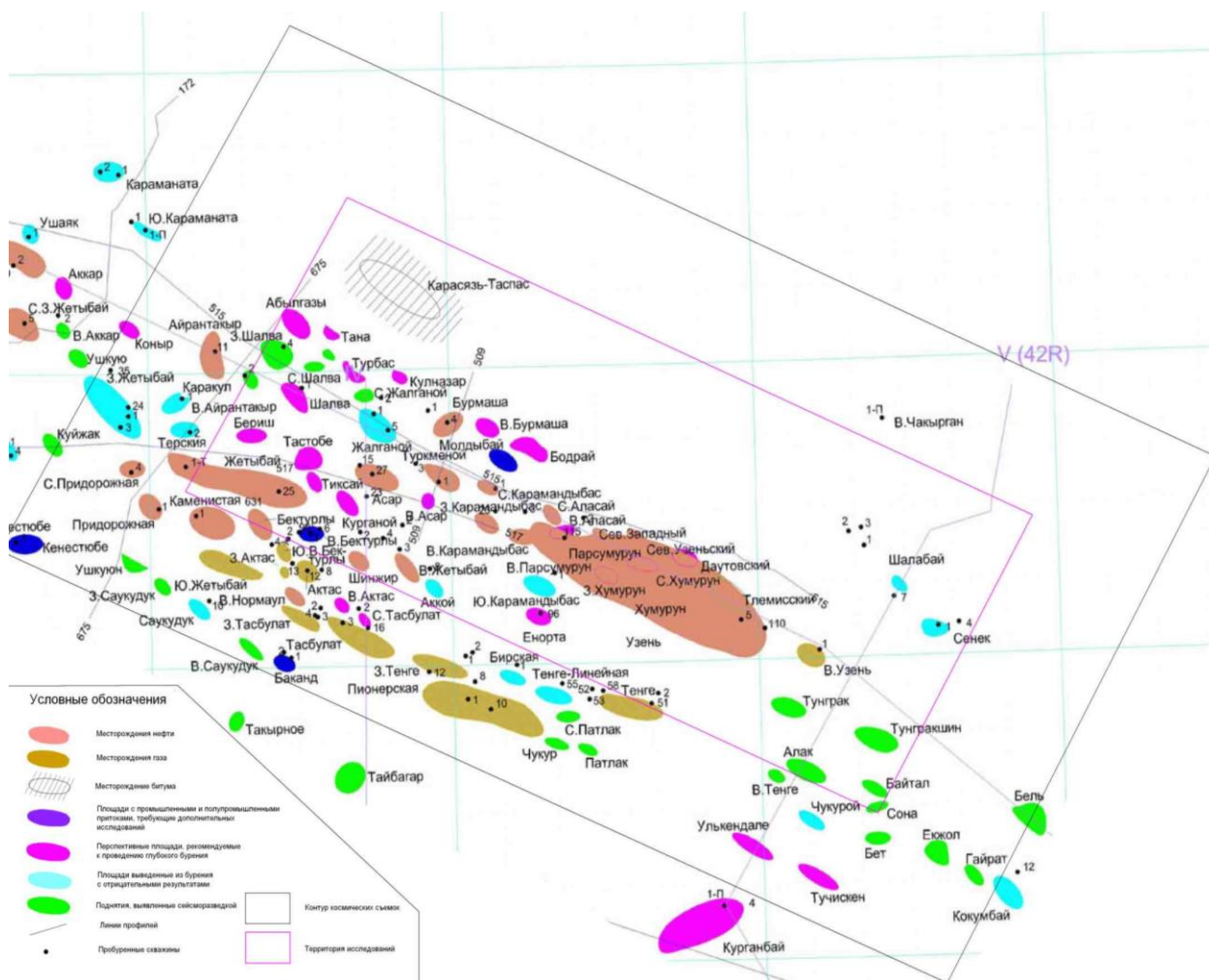


Рисунок 1.1 – Карта изученности территории

Главное направление этих исследований было определено в 1951 году Н.А.Калининым, который на основе анализа всех имеющихся по Мангышлаку материалов, дал дифференцированную оценку перспектив его нефтегазоносности и разработал конкретный план поисково-разведочных работ.

В 1952 году экспедицией ВАГТа на площади листа К-39-5, включающей район Узень-Карамандыбасского поднятия, была проведена Государственная геологическая съемка масштаба 1:200 000 с незначительным объемом структурно-поискового бурения.

В 1956-1958 г. г. весь п-ов Мангышлак был покрыт аэромагнитной съемкой того же масштаба, а в 1958 году в пределах северо-западной части Жетыбай-Узеньской тектонической ступени была проведена гравиметрическая съемка масштаба 1: 1:200 000. По результатам этих работ были построены геологическая и тектоническая карты, карты магнитных аномалий и аномалий силы тяжести масштаба 1: 200 000.

В 1954-56 г. г. структурно-поисковой партией треста "Казнефтеразведка", в соответствии с рекомендациями Н.А. Калинина были проведены геолого-съемочные работы масштаба 1:25 000 в пределах Беке-Башкудукского вала – структуры субширотного простирания, примыкающей с севера к отчетной площади. Этими работами был выявлен протяженный региональный сброс, проходящий вдоль южного крыла вала; установлено погружение оси вала в западном направлении; сделаны предварительные выводы о наличии в пределах вала литологических, стратиграфических и тектонически-экранированных залежей нефти. К.В. Кручининим (ВНИИГРИ) была построена структурная карта по датскому ярусу, на которой было выделено Узеньское поднятие с рекомендацией на бурение скважин.

В 1957-58 г. г. трест "Казахстаннефтегеофизика" провел вначале рекогносцировочную, а затем детальную площадную сейсмическую съемку МОВ масштаба 1:100 000 на Жетыбайском поднятии (Писаревский Ю.К., Тараткевич А.И.). В 1959-60 г. г. СП 1/59 того же треста осуществила подобные исследования на Узеньской и Восточно-Жетыбайской площадях, а также в районе Карамандыбаса (два поперечных профиля 29 и 30 на расстоянии 4,5 км друг от друга).

В 1959 г. была начата глубокая разведка Жетыбайской, а в 1961 г. – Узеньской структуры. Эти работы увенчались открытием в 1961 г. уникальных месторождений нефти и газа Южного Мангышлака – Жетыбай и Узень. Это открытие способствовало активизации в начале и середине 60-х годов научных исследований и производственных работ, связанных с изучением геологического строения и нефтегазоносности, как Южного Мангышлака в целом; так и непосредственно Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, в пределах которой расположены указанные месторождения.

В 1961 году были завершены геолого-съемочные работы масштаба 1:50 000, проводившиеся в районе впадин Узень и Тунгракшин геолого-съемочной партией МГУ под руководством Куприна П.Н. По результатам этих работ составлены геологическая и тектоническая карты изученной территории масштаба 1:50 000, дана оценка перспектив ее нефтегазоносности.

В 1960-1962 г. г. на площадях Восточный Жетыбай и Карамандыбас партией №3 треста "Мангышлакнефтеразведка" производилось структурно-поисковое бурение по сети 2-2,5x0,5-2 км. В результате по подошве турона была построена структурная карта м-ба 1:50 000, на которой уверенно

закартировано Узеньское поднятие: в 1961 г. глубокими скважинами "Мангышлакнефтеразведки" были открыты и разведаны собственно месторождения Жетыбай и Узень.

В 1963 году был произведен первый подсчет запасов Узеньского месторождения, в 1964 г. отдельно были подсчитаны запасы газа того же месторождения.

Из обобщающих сейсмических исследований по Южному Мангышлаку середины 60-х годов следует упомянуть работу А.В. Шилиной, в процессе которой было детально изучено структурное положение мезозойского комплекса этого региона. В 1964-1965 гг. в пределах Карамандыбасской, Восточно-Жетыбайской и Актаской площадей сп 32-33/64-65 треста "Казахстаннефтегеофизика" были впервые проведены детальные сейсмические исследования МОВ под руководством Бажухина В.Д. По результатам этих работ для всех площадей были построены в двух вариантах (от дневной поверхности и от условного уровня) структурные карты масштаба 1:50 000 по отражающему горизонту IIIг.

В 1967 году, были подсчитаны запасы газа, конденсата и нефти Тенгинского месторождения, расположенного в 25 км юго-восточнее изученной площади.

В 1974-1977 гг. на близлежащих территориях, расположенных к западу-юго-западу, югу и юго-юго-востоку от изученной площади, был проведен ряд обобщающих (Арбузов В.Б., 1974, Арбузов В.Б., Волож Ю.А., 1977) и детальных поисковых сейсмических работ (Аристархов И.И., Малинин А.М., 1976; Аристархов И.И., Живодерова А.И., 1979).

В 1978 году, продолжая работы, начатые ранее, Арбузов В.Б., Волож Ю.А. и др. провели анализ и обобщение материалов МОГТ на территории всего Южного Мангышлака. По результатам этого обобщения была составлена сводная структурная карта по отражающему горизонту в триасе, детализировано тектоническое строение региона, установлено наличие угловых несогласий в кровельных частях ниже, средне- и верхнетриасового отделов.

В 1979-90 г. г. в пределах отчетной площади, а также к северу и югу от нее проведены детальные сейсморазведочные работы МОГТ. Их результаты представлены структурными картами масштаба 1:50 000 отражающих горизонтов V<sub>32</sub> (внутри оленекского яруса нижнего триаса), V1 (поверхность размыва доюрских отложений), IVк (подошва келловей), IV1 (подошва оксфорда), III – подошва валанжина, IIIг (подошва апта). Сейсмическими исследованиями установлено соответствие структурных планов по горизонтам юрского и нижнемелового комплексов, а также значительное усложнение в сравнении с ними структурного плана доюрских отложений. В 2001 году на площади месторождения были проведены детальные площадные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ ЗД масштаба 1:25 000.

Принципиальное значение для изучения строения месторождения, в первую очередь, наименее разбуренной части разреза – нижних горизонтов

юры и триасовых отложений – имели выполненные в 2002 году пространственные исследования МОГТ масштаба 1:25 000. Полевые работы проводились сейсморазведочной партией №2 ОАО «Казахстанкаспийшельф» (ККШ) по методике отражённых волн способом общих средних точек (ОСТ) с применением вибрационных источников возбуждения.

Скоростные характеристики месторождения были изучены в это же время методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП) в скважинах 6235 и 6502 компанией ВНИИ ГИС. Обработка и интерпретация данных трехмерной сейсморазведки, а также результатов ВСП выполнена компанией ЦГЭ с использованием программного обеспечения «OMEGA» компании «WESTERN GECO». В результате проведенных пространственных сейсмических исследований получены новые данные о строении триасовых отложений и нижних горизонтов юры на месторождении Узень и выполнена оценка перспектив нефтегазоносности нижнеюрских и триасовых отложений месторождения. В результате работ было рекомендовано заложение четырех скважин в центральной части месторождения на Восточно-Парсумурунском, Западно-Хумурунском и Хумурунском куполах со вскрытием нижнеюрских и триасовых пород и оценкой характера насыщения этих отложений. Несмотря на это, сейсморазведкой 3Д остался не изученным характер замыкания восточной периклинали и северного крыла Узеньской складки, которые оказались неохваченными площадью выполненных работ.

Геофизическая изученность представлена в таблице 1.1.

## **1.2 Буровая изученность**

На площади Узень глубокое поисковое бурение было начато в 1961 году трестом «Мангышлакнефтегазразведка» в соответствии с проектом, выполненным на основании данных детальной сеймики. С 1962 года промышленная разведка месторождения осуществилась на основании проекта промышленной разведки.

В 1965 году основной объём поисково-разведочных работ на верхний этаж нефтегазоносности был завершён, запасы нефти и газа были подсчитаны и месторождение Узень вступило в промышленную разработку.

После открытия и оценки запасов верхних нефтегазоносных горизонтов очередным этапом разведки Узеньского месторождения явилось поисковое и разведочное бурение на нижний этаж юрской продуктивной толщи и триасовые отложения.

Ранее, при поисково-разведочных работах на 13-18 продуктивные горизонты в отдельных скважинах вскрывались и нижние горизонты юрских отложений, а также триасовые образования. Следует отметить, что в проекте поискового бурения в скважине 10 – первооткрывательнице месторождения – проектом предусматривалось вскрытие полной толщины мезокайнозойских



Таблица 1.1 – Геофизическая изученность района месторождения Узень

Год работ, организация	Авторы отчета	Площадь работ	Вид работ, масштаб	Краткие результаты исследований
1957-1958 Трест ибнефтегеофизика"	Коноплин П.А., Тургалин А.И.	Полуостров Мангышлак	Аэромагнитная съемка М 1:200 000	Построены карты магнитных аномалий, проведена их интерпретация.
1959 Контора "Спец-геофизика"	Данилова Э.Г.	Маршрут Кызан- Жетыбай- Бекдаш	Региональные сейсмические исследования КМПВ	Изучено глубинное строение территории. Установлена глубина залегания поверхности фундамента (4-5 км). К Карабогазгольскому заливу глубина уменьшается до 3 км
1960 контора "Казнефте- геофизика" С.п. 1/59	Писаревский Ю.К., Синилкин С.В.	Жетыбай и Узень	Площадная рекогносцировочная съемка МОВ М 1:100000	Уточнено строение восточной периклинали Жетыбайской структуры, освещено строение поднятия Узень
1961 трест "Казнефте- геофизика" С.п. 1/60	Туремуратов Ж.С., Байларова М.К.	Поднятие Узень	Детальные сейсморазведочные работы МОВ М 1:100 000	Составлена структурная карта по III? (подошва неокома?) отражающему горизонту. Размеры структуры по замкнутой изогипсе -950 м составляют 23x7,5 км, амплитуда поднятия 150 м. Рекомендовано заложение разведочной скважины глубиной 2 600 м со вскрытием пермотриаса
1962-1963 ВНИГРИ	Крель А.И.	Узень, Карамандыбас, Карасязь- Таспас	Поисковые работы КМПВ	Построена структурная схема по горизонту А (поверхность пермотриаса). Уточнена зона сочленения Жетыбай-Узенской ступени с Беке-Башкудукским валом по доюрским отложениям.
1978 трест "Мангышлак- нефтегеофизика" темпартия 7/78	Арбузов В.Б., Волож Ю.А.	Южный Мангышлак	Анализ и обобщение материалов МОГТ	Составлена сводная структурная карта по ОГ в триасе (V2). Отмечено общее сокращение толщины триаса в южном направлении от 3000 м на площади Узень до 1000м на площади Северная Ракушечная и наличие угловых несогласий в кровельных частях нижнего, среднего и верхнего отделов триаса.

Год работ, организация	Авторы отчета	Площадь работ	Вид работ, масштаб	Краткие результаты исследований
1980 трест "Мангышлак- нефтегеофизика" С.п. 1/79-80	Аристархов И.И., Живодрова А.И.	Южный Караманды-бас	Детальные сейсморазведочные работы МОГТ М 1:50 000	Установлено соответствие структурных планов юрско-меловых горизонтов и сложное блоковое строение доюрских отложений. По отложениям нижнего триаса в районе Парсумуруна выявлено поднятие.
1996 АО "Мангистаумунай- геофизика" С.п. 4/94-95	Аристархов И.И	Месторождение Узень	Профильная сейсморазведка МОГТ с применением вибраторов	Отдельные профили показали блоковое строение триасовых отложений. На профиле 925 на западной периклинали Узени отмечен Восточно-Аласайский полусвод, примыкающий с запада к тектоническому нарушению. На профиле 926 на северном крыле Узенской структуры отмечен Даутовский купол.

отложений вплоть до пермотриаса. Однако после вскрытия верхней части ааленского яруса (забой 1 772 м) и оценки разреза по каротажу как перспективного, скважина по указанию Министерства геологии Казахской ССР была остановлена бурением и в эксплуатационной колонне произведено испытание пластов-коллекторов батского яруса, откуда был получен фонтанирующий приток нефти. Аналогичная картина повторилась и в скважине 20. В дальнейшем, высокая эффективность разведочных работ, значительные дебиты нефти, небольшие глубины залегания залежей нефти, широкое распространение продуктивных горизонтов верхнего этажа разведки, неоднозначные заключения геофизиков относительно характера насыщения отложений байосского, ааленского ярусов и нижней юры, задержали изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности нижнего этажа юрских отложений месторождения Узень.

Только в 1963 году разведочной скважиной 50, заложенной на Основном своде структуры, был вскрыт полный разрез меловых и юрских отложений (забой 2191 м).

После получения промышленных притоков нефти и газа из 20-21 горизонтов в скважинах 50 и 245 темпы поисково-разведочных работ на нижний этаж существенно возросли. Кроме того, на нижний этаж были углублены 4 оценочно-эксплуатационных скважин верхнего этажа.

В проекте был предложен принцип разведки, при котором в первую очередь разведывались залежи горизонтов с 19 по 23, где уже было установлено наличие залежей нефти и газа, и во вторую очередь проводились поиски залежей в нижнеюрских и триасовых отложениях.

Для разведки была применена профильная система размещения скважин. В первую очередь, как правило, бурились скважины на длинной оси структуры или вблизи её. Более удаленные от осевой линии скважины закладывались в зависимости от результатов предыдущих пробуренных скважин.

Расстояние между скважинами в продольном профиле, довольно значительные в начальный период разведки (до 5 км), к моменту завершения составили в пределах 1-3 км. На поперечных профилях расстояние между скважинами составило от 0,6 до 3 км.

Проектные глубины для большинства разведочных скважин приняты с расчетом вскрытия 19-23 горизонтов, а в некоторых скважинах предусматривалось вскрытие полного разреза юрских отложений до триаса. Проектом промышленной разведки нижних горизонтов предусматривалось бурение всего 14 проектных скважин, из них 8 являются разведочными на 23 продуктивный горизонт с проектной глубиной 1 700-1 800 м и 6 – поисковыми. В поисковых скважинах с проектной глубиной 2 250-2 400 м предусматривалось вскрытие полного разреза юрских и частично пермотриасовых отложений.

Кроме того, в 1966, в 1968-1970, а также в 1972-1977 годах на основании работ с целью изучения доюрского разреза структуры Узень, а

также выяснения перспектив нефтегазоносности триасовых отложений предусматривалось бурение поисковых скважин.

Необходимо отметить достижение высокой эффективности поисково-разведочных работ за счёт углубления эксплуатационных скважин верхних горизонтов и возврата с нижних горизонтов на перспективные объекты, что позволило существенно сократить или полностью исключить дорогостоящий разведочный метраж для изучения промышленной нефтегазоносности нижних горизонтов.

На 2006 г. на нижние горизонты юрских отложений и на триасовый комплекс пород пробурены всего 530 скважины, из них 55 скважин являются поисковыми и разведочными с суммарной проходкой 118 944 м. На юрские 25-28 горизонты с незначительным вскрытием отложений триаса (до 70-100 м) пробурены 12 поисковых скважины. На триасовые отложения, с целью поисков залежей нефти и газа пробурены 7 скважин, из них скважина 151П является параметрической, фактическая её глубина составляет 4 500 м.

Эксплуатационное бурение на месторождении Узень начато в 1966 году в соответствии с различными проектными документами.

На 01.01.06. на нижние горизонты юрской продуктивной толщи (19-24) пробурены 474 эксплуатационные скважины с суммарной проходкой 787 444. Наибольшее количество пробуренных эксплуатационных скважин приходится на 19 горизонт, а наименьшее – на 23 горизонт.

В Таблице 1.2 представлена информация по разбурированию площади месторождения Узень по годам.

Таблица 1.2 – Бурение скважин по годам

Годы	Всего пробурено скважин	В том числе по горизонтам						
		19	20	21	22	23	24	25-28, Г
1961-1970	107	45	8	8	11	8	12	15
1971-1980	184	33	19	24	21	23	48	16
1981-1990	220	40	56	30	51	22	21	
1990-2000	12	0	2	1	3	1	5	
2001-2005	7	2	0	0	2	2	1	
Всего	530	120	85	63	88	56	87	31*

\* - из них 12 скважин триас вскрыли на глубину 70-100 м. Все скважины пробурены турбинным способом станками 5Д-УЗТМ, БУ-75, и БУ-125.

Как видно из таблицы 2.2 наибольший темп эксплуатационного разбурирования нижних горизонтов месторождения Узень приходится на периоды 1971-1980 и 1981-1990 годы. Количество пробуренных скважин в эти годы составили, соответственно, 184 и 220. Наименьшее количество пробуренных скважин приходится на последние 15 лет.

На сегодняшний день в эксплуатационном фонде по нижнему продуктивному этажу месторождения Узень числятся 347 скважин и из них 231 скважина или 66,6% являются добывающими.

В соответствии с пожеланиями Заказчика, основное внимание в рамках настоящего отчета должно быть уделено триасу и пластам XX-XXV, которые ниже в тексте условно объединены в «нижнеюрский комплекс», хотя стратиграфически захватывают тоар, аален и значительный объём байоса.

Продуктивность нижнеюрских пластов изучена относительно слабо. В настоящее время самыми нижними разрабатываемыми пластами являются: на Основном куполе – XVIII пласт (ниже локализованы главным образом газовые залежи), на Хумуруне – XXIII пласт, на Северо-западном куполе – XXI пласт, на Парсумуруне – XXIV пласт. В структурах второго порядка (такие, как Тлемисский купол) нижнеюрские пласты пока практически не опробовались.

Наиболее обоснованная и полная оценка перспектив и ресурсов этой части разреза для основных поднятий (Парсумурун, Хумурун, Основной и Северо-западный купола) приведена в отчете КазНИПИнефть (1979). В частности, выделены и охарактеризованы залежи по XXIV пласту (Парсумурунское поднятие), XXIII пласту (Хумурунский купол и Основной свод), XXII пласту (Парсумурун, Хумурун, Основной свод), XXI пласту (все четыре основной структуры).

По состоянию на 01.01.2001 г. из месторождения извлечено 282 млн.тонн нефти и 5166 млн.м<sup>3</sup> газа. Остаточные извлекаемые запасы составляют 205 млн.тонн нефти и 4078 млн.м<sup>3</sup> газа.

Месторождение разрабатывается уже почти 40 лет и нуждается в наращивании запасов по глубоким горизонтам юры и по триасу, а также в переоценке текущих запасов по верхне- и среднеюрским пластам. С этой целью бурились глубокие разведочные скважины 131R, 161R, 171R, 102R, 10R\_TR, 20R\_TR. В результате испытаний триасовых песчаников и известняков были получены слабые притоки нефти и газа с водой, которые нигде не достигли промышленных величин, несмотря на применение самых передовых на тот момент технологий. При этом ПГИ подтвердили предположения о низких ФЕС нижнетриасовых коллекторов.

### **Выводы:**

1. Изучение Южного Мангышлака начато в 1950-х годах проведением геолого-поисковых съемок, которые дали дифференцированную оценку перспектив нефтегазоносности района и возможность разработки плана поисково-разведочных работ. Были построены геологические и тектонические карты района исследований.

2. В конце 50-х годов весь полуостров Мангышлак был покрыт магнитной и гравиметрической съемками, по результатам которых были построены карты магнитных аномалий и аномалий силы тяжести масштаба 1: 200 000.

3. Примерно в это же время проведены рекогносцировочная, а затем детальная площадная сейсмические съемки МОВ масштаба 1:100 000 на Жетыбайском поднятии.

4. Уникальные месторождения нефти и газа Южного Мангышлака – Жетыбай и Узень открыты в 1961 г. по результатам глубокой разведки этих структур.

5. Месторождение Узень вступило в промышленную разработку в 1965 на основе первого подсчета запасов нефти и газа.

6. Детальные сейсморазведочные работы МОГТ-2D начались в 1979-90 г. г., а в 2001 году началось производство МОГТ-3D. Их результаты представлены структурными картами масштаба 1:50 000 по горизонтам юрского и нижнемелового комплексов. В результате проведенных пространственных сейсмических исследований получены новые данные о строении триасовых отложений и нижних горизонтов юры на месторождении Узень и выполнена оценка перспектив нефтегазоносности нижнеюрских и триасовых отложений месторождения.

7. После получения промышленных притоков нефти и газа из 20-21 горизонтов темпы поисково-разведочных работ на нижний этаж существенно возросли. На 2006 г. на нижние горизонты юрских отложений и на триасовый комплекс пород пробурены более 500 скважин, из них больше 50 скважин являются поисковыми и разведочными. На юрские 25-28 горизонты с незначительным вскрытием отложений триаса пробурены больше 10 поисковых скважин. На триасовые отложения, с целью поисков залежей нефти и газа пробурены больше 5 скважин, одного из них фактическая глубина составляет 4 500 м. На нижние горизонты юрской продуктивной толщи (19-24) пробурены более 450 эксплуатационных скважин с суммарной проходкой 787 444. Наибольшее количество пробуренных эксплуатационных скважин приходится на 19 горизонт, а наименьшее – на 23 горизонт.

8. Анализ изученности 19-24 горизонтов керном показывает, что наибольшее количество скважин с отбором керна приходится на 19 горизонт, а на 23-24 горизонтах пробурено минимальное количество скважин. Специальные исследования проводились в 2009 г. после ПЗ-2006 в одной скважине и на одном образце. Качественно новый этап изучения продуктивных коллекторов [2] месторождения Узень 19-24 горизонтов связан с 4 оценочными скважинами, пробуренными в период 2011-2013 г. г. Фактический вынос керна в этот период составил 348 м или 86.5% от общей проходки.

В разрезе Устюрт-Бозашинского и Мангышлакского бассейнов состояние изученности палеозойского комплекса находится в настоящее время на начальной стадии. В то же время на отдельных площадях в палеозое обнаружены залежи промышленного значения (Оймаша, Каракудук, Карачалак, Урга и др.), и имеющиеся в условиях ограниченного объема данных благоприятные предпосылки позволяют наметить и обосновать высокую перспективность палеозойских отложений в разрезе данных

бассейнов, даже несмотря на один из серьезных объективных факторов – недостаток в обеспеченности полнотой данных и очень слабой буровой изученности нижней части разреза (палеозой) западной части Туранской плиты (Устюрт-Бозаши и Мангышлак).

Таким образом, анализ представленных материалов показывает высокий уровень изученности месторождения Узень. Не смотря на это, месторождение разрабатывается уже почти 40 лет и нуждается в наращивании запасов по глубоким горизонтам юры и по триасу, а также в переоценке текущих запасов по верхне- и среднеюрским пластам.





В непосредственной близости от месторождения проходят нефтепровод Узень-Актау и газопровод Тенге-Жетыбай-Актау.

Водоснабжение поселков городского типа и нефтепромыслов осуществляются по водопроводу опресненной водой из г. Актау, а также с месторождений пресных вод Туе-Су, Саускан. Снабжение технической водой для бурения осуществляется за счёт пластовых слабосолоноватых вод альбсеноманского возраста из специальных скважин, а пресной водой по водопроводу Волга-Атырау-Озен.

Перевозка грузов осуществляется автомобильным и железнодорожным транспортом. Железная дорога Узень-Мангышлак однопутная, имеет незначительные уклоны. Движение автотранспорта осуществляется по асфальтированным шоссе, которые соединяют города, поселки, а также нефтегазопромыслы. На остальной территории движение осуществляется по полевым дорогам.

Рельеф территории имеет сложное строение за счёт сильной расчленённости. Центральную часть занимает обширное плато, сложенное преимущественно известняками сарматского возраста и имеющее региональный наклон в юго-западном направлении. Максимальные абсолютные отметки на севере достигают 260 м, а в южной части понижаются до 200 м.

Другим важным элементом рельефа являются две бессточные впадины Узень и Тунгракшин, часто почти с отвесными обрывами. Дно впадины Узень изрезано глубокими оврагами с широко развитыми рыхлыми наносами – «пухляками» и более плотными песчаными образованиями. Минимальная абсолютная отметка её дна составляет 31 м. Впадина Тунгракшин расположена значительно выше и абсолютная отметка дна этой впадины достигает 137 м.

Водотоки, даже пересыхающие, на территории месторождения отсутствуют. В некоторых низинах после дождя или снеготаяния вода сохраняется на непродолжительное время. На территории месторождения на дне некоторых больших котловин имеются проходимые и непроходимые солончаки.

Климат района континентальный. Лето жаркое и продолжительное. В отдельные годы температура воздуха повышается до +45°C. Зима малоснежная с сильными ветрами, нередко буранами. В наиболее холодные зимы морозы достигают -30°C. Дожди редкие и приходятся на осенне-весенний период. Количество выпадающих осадков обычно не превышает 85-100 мм в год.

Растительный и животный мир типичен для зон полупустынь. Весной растут песчаные осоки, колючка, ковыль, на песчаных массивах кое-где растёт саксаул. Из животного мира выделяются волки, лисицы, зайцы, характерны также крупные птицы – беркуты, ястребы, куропатки.

Южный Мангышлак богат местными строительными материалами: глинами, песками и известняком – ракушечником, который является превосходным стеновым материалом, и его запасы очень велики.

## **2.2 Анализ литолого-стратиграфической характеристики района исследований**

На месторождении Узень скважинами вскрыт осадочный комплекс толщиной 4 500 м, в строении которого принимают участие породы триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов.

### **Мезозойская группа (Mz)**

#### **Триасовая система (Т)**

Триасовые отложения представлены только индским и оленекским ярусами нижнего отдела.

Наиболее древние отложения на Узеньском поднятии пройдены параметрической скважиной 151 и красноцветная толща отнесена к индскому ярусу нижнего триаса (Т<sub>1i</sub>). Вскрытая толщина отложений индского возраста составляет 250 м. Полная толщина составляет 2 000 м (151 скважина).

Отложения оленёкского яруса (Т<sub>1o</sub>) представлены сероцветной карбонатно-терригенной и пестроцветной алевролито-аргиллитовой толщами. Пестроцветная алевролито-аргиллитовая толща сложена аргиллитами, туфопилитами с прослоями туфов, алевролитов, туфоалевролитов. В строении сероцветной карбонатно-терригенной толщи преобладают вулканогенно-кластические и терригенные породы, чередующиеся с карбонатами, представленными органогенно-детритовыми, кристаллическими, пелитоморфными разностями.

В основании разреза прослеживается 60-80 метровая карбонатная пачка органогенно-детритовых известняков.

#### **Юрская система (J)**

Промышленная нефтегазоносность месторождения Узень связана с юрскими отложениями. Они трансгрессивно залегают на размытой поверхности триасового комплекса пород. В составе юрской системы присутствуют нижний, средний и верхний отделы

#### **Нижний отдел (J<sub>1</sub>)**

Нерасчлененные отложения нижней юры представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргеллитоподобных черных углистых глин с органическими растительными остатками (ОРО) и включениями угля.

Толщина нижнеюрских отложений изменчива и по простиранию структуры колеблется от 63 м на западной периклинали до 94 м в восточной

части, увеличение толщины до 114 м наблюдается на южном крыле структуры.

### Средний отдел ( $J_2$ )

В результате палинологического изучения в составе среднеюрской толщи выделяются отложения ааленского, байосского и батского ярусов.

Литологически отложения ааленского яруса ( $J_{2a}$ ) представлены континентальной толщей песчано-гравелитового состава с подчиненными прослоями алевролитов, глин и мелкогалечных конгломератов. Наиболее грубозернистые разности песчаников развиты в нижней части яруса. Вверх по разрезу происходит уменьшение зерен песчаников, наблюдается увеличение глинистости и переход песчаников в алевролиты. Алевролиты, в основном, темно-серые с включением ОРО. Глины темно-серые, содержат значительную примесь алевролитового материала, тонкослоистые, с углефицированным детритом. Толщина ааленских отложений на западной периклинали структуры составляет 229 м и увеличивается в восточном направлении от 276 м (Основной свод) до 285 м (восточная периклинали).

Отложения байосского яруса ( $J_{2bj}$ ) представлены, в основном, континентальными и лагунными образованиями. Это чередование буровато-серых, средне- и мелкозернистых песчаников и алевролитов, разделенных пластами темно-серых, неравномерно алевролитистых глин с обуглившимися растительными остатками, прослоями и линзами углей. В отложениях байосского яруса наблюдаются преобладание глинистых и алевро-глинистых пород в нижней части разреза и песчаных – в верхней части.

Толщина байосских отложений составляет порядка 400 м, увеличиваясь на западной периклинали до 445 м.

Отложения батского яруса ( $J_{2bt}$ ) представлены чередованием темно-серых, желтовато и коричневато-серых песчаников и алевролитов с серыми и темно-серыми глинами.

Песчаники преимущественно мелкозернистые, редко среднезернистые, с алевролитами связаны постепенными переходами, цемент в основном глинистый, редко кремнисто-глинистый и глинисто-карбонатный.

Толщина батского яруса от 180 м на восточной периклинали увеличивается до 237 м на западе поднятия и до 250 м на северном крыле.

### Верхний отдел ( $J_3$ )

Верхнеюрские отложения представлены келловейским и оксфордским ярусами.

По литологии келловейский ярус ( $J_{3cl}$ ) подразделяется на две части – нижнюю, содержащую прослойки песчано-алевролитовых пород довольно большой толщины и верхнюю, чисто глинистую или глинисто-мергелистую.

Глины серые, темно-серые, реже с зеленоватым или буроватым оттенком, большей частью некарбонатные, слабо алевролитистые. Толщина келловейского яруса в присводовой части поднятия составляет 50-54 м и увеличивается на крыльях структуры до 83 м.

Разрез оксфордского яруса ( $J_3ox$ ) сложен глинисто-мергелистой толщей, которая четко подразделяется на две части. Нижняя часть является чисто глинистой, а верхняя содержит пачки мергелей толщиной до 10-15 м.

Толщина яруса изменяется по площади от 75 м на южном крыле до 188 м на периклиналях и северном крыле структуры.

#### Меловая система (Cr)

Толща меловых отложений залегает на размытой поверхности юрского комплекса пород, в разрезе которой выделяются нижний и верхний отделы.

#### Нижний отдел ( $Cr_1$ )

Нижний мел представлен неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами.

В разрезе неокомского надъяруса ( $Cr_1nc$ ) выделены валанжинский, готеривский и барремские ярусы.

Породы валанжинского яруса ( $Cr_1v$ ) с глубоким размывом и угловым несогласием залегают на оксфордских отложениях. Граница между меловыми и юрскими породами очень четкая, ввиду различия их литологического состава. Разрез валанжинского яруса сложен, в основном, песчано-алевролитовыми породами.

Отложения готеривского яруса ( $Cr_1g$ ) представлены чередованием глин, мергелей, алевролитов, песчаников и известняков. Среди песчаников преобладают мелкозернистые разности с карбонатным цементом. Известняки, в основном, пелитоморфные и мелкокристаллические.

Барремский ярус ( $Cr_1b$ ) представлен преимущественно глинистой толщей, содержащей тонкие прослои песчано-алевритовых пород. В разрезе преобладает зеленовато-серая, алевритистая, некарбонатная глина, а красновато-коричневая глина встречается в виде тонких прослоев с толщиной от 1-2 см до 1.0-1.5 м.

Общая толщина неокомских отложений колеблется от 62 м в присводовой части структуры до 93 м на северном крыле поднятия.

Породы аптского яруса ( $Cr_1ap$ ) перекрывают размытую поверхность неокомского надъяруса. В основании яруса залегает песчаный пласт толщиной 2.0-2.5 м серый, среднезернистый, сцементированный глинистым цементом, с фосфоритовыми желваками и конкрециями.

Толщина аптского яруса колеблется в пределах 51-79 м.

Отложения альбского яруса ( $Cr_1al$ ) представлены частым переслаиванием песчаников, глин и алевролитов. Толщина отдельных прослоев обычно колеблется от 1-2 до 4-5 м. Песчаники и алевролиты слабо сцементированы глинистым цементом, в средней части разреза часто встречаются конкреции сильно карбонатных песчаников.

Толщина яруса изменяется в пределах 474-627 м, достигая максимальных значений на крыльях поднятия.

#### Верхний отдел ( $Cr_2$ )

Отдел включает сеноманский, туронский, сантонский, кампанский, маастрихский и датский ярусы и по литологическим признакам делится на

две части – нижнюю терригенную и верхнюю – преимущественно мело-мергельную.

Отложения сеноманского яруса ( $Cr_2cm$ ) сложены темно-серыми плотными, слабо алевритистыми, некарбонатными глинами, переслаивающимися с серыми и зеленовато-серыми мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, сцементированными глинистым, глинисто-карбонатным или карбонатным цементом.

Туронский ярус ( $Cr_2t$ ) в разрезе месторождения условно выделяется по литологическим признакам и разделен на два подъяруса: нижний и верхний. Нижнетуронский разрез представлен зеленовато-серыми песчаниками известковистыми, кварцевыми, кварцполевошпатовыми и фосфоритоносными. Верхнетуронские отложения сложены прослоями мергелей светло-серых и зеленоватых, а так же известняков и белого писчего мела.

Нижняя часть сантонского яруса ( $Cr_2st$ ) сложена серыми и зеленовато-серыми мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, слабосцементированными глинистым цементом.

В верхней части залегает толща белого писчего мела с редкими прослойками белых, сероватых, голубоватых и зеленоватых мергелей и пелитоморфных известняков.

Разрез кампанского яруса ( $Cr_2cp$ ), в основном, сложен толщей белого писчего мела, местами верхняя часть представлена мергелями.

Отложения маастрихского яруса ( $Cr_2m$ ) развиты лишь в крыльевых частях поднятия и представлены белым писчим мелом и мергелем, реже – мелоподобным известняком или известковистым песчаником.

Датский ярус ( $Cr_2d$ ) завершает разрез мело-мергельной толщи верхнего мела. Особенностью литологического состава яруса является широкое развитие пелитоморфных и органогенно-обломочных известняков, переслаивающихся с мергелями и глинами. Известняки отсутствуют в сводовой части поднятия и наблюдаются лишь на его крыльях.

Суммарная толщина верхнемеловых отложений колеблется от 160 до 263 м, с максимальным увеличением на южном крыле структуры.

Кайнозойская группа (Kz)

Палеогеновая система (Pg)

В пределах структуры выделяются эоценовый и олигоценовый отделы палеогеновой системы.

Эоценовые отложения (Pg2) представлены известково-мергельной толщей, в которой известняки играют подчиненную роль.

Отложения олигоценового отдела (Pg3) представлены однородной толщей глин зеленовато-серых, плотных, известковистых, включающих рыбную чешую, мелкие ОРО и зерна пирита. Суммарная толщина палеогеновых отложений резко изменчива и колеблется от 7 до 113 м.

Неогеновая система (N)

В состав неогеновых отложений входят нижнемиоценовые отложения тортонского и сарматского ярусов.

Тортонский ярус ( $N_{1t}$ ) представлен толщей глин серых и зеленовато-серых, мергелей и мелкозернистых песчаников, залегающих с резким размывом и угловым несогласием на различных горизонтах палеогена и верхнего мела.

Сарматский ярус ( $N_{1s}$ ) сложен в нижней части разреза мергелями белыми, светло-серыми, зеленоватыми, чередующимися с известняками белыми, светло-серыми, желтоватыми, в средней части темно-серыми, оолитовыми, пелитоморфными, ракушечными и глинами зеленовато-серыми с подчиненными прослоями мергелей того же цвета. В породах отмечаются многочисленные включения отпечатков ядер и раковин фауны.

Суммарная толщина неогеновых отложений резко изменчива. В центральной части поднятия, в пределах впадин, толщина их составляет 7 м, на западной периклинали – до 49 м, а на востоке структуры 41-44 м.

#### Антропогеновая система (Q)

В пределах плато четвертичные отложения представлены слоем суглинков, наибольшая толщина которых не превышает нескольких десятков сантиметров и тонким почвенным слоем. Во впадинах и их обрывах развиты коллювиальные, аллювиальные и делювиальные отложения. В отдельных случаях, когда они представляют собой продукт обрушения крутых обрывов впадины, их толщина может достигать нескольких и даже десятков метров, в основном, как и на плато, во впадинах она не превышает нескольких десятков сантиметров.

Региональный геологический разрез месторождения Узень представлен на рисунке 2.2.

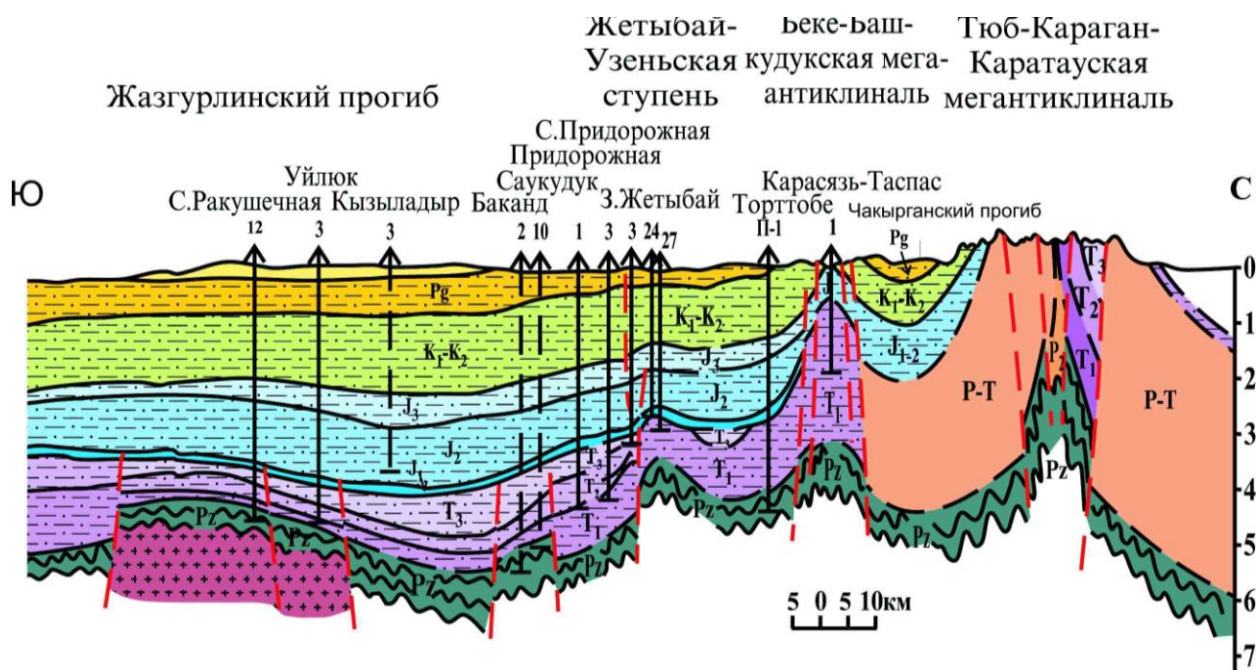
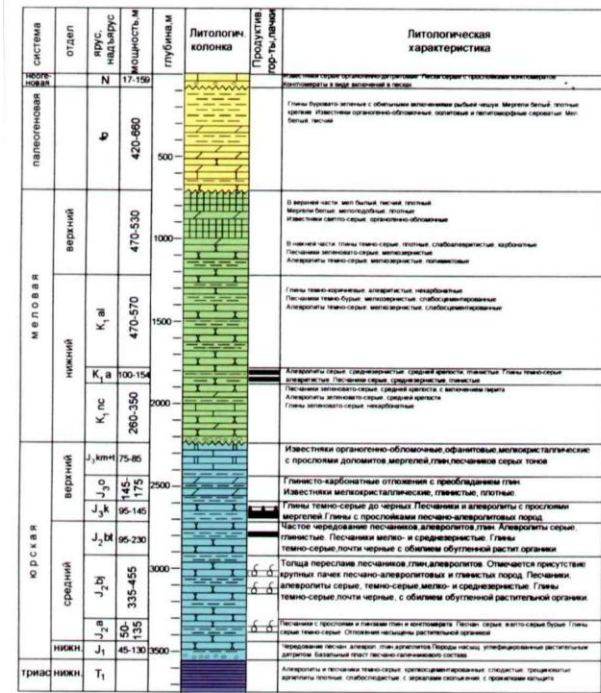


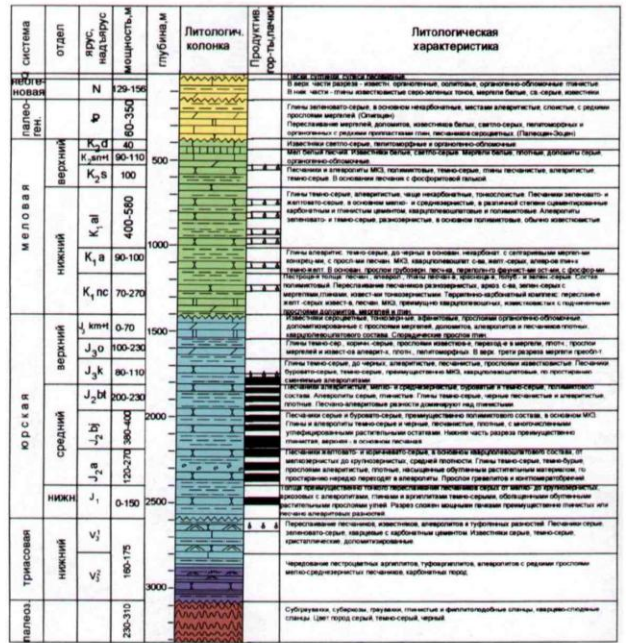
Рисунок 2.2 – Геологический разрез



Западная часть Беке-Башкудуской мезоантиклинали  
 типовой разрез мезокайнозойских отложений



Жетыбай - Узеньская ступень (восточная часть)  
 типовой разрез мезокайнозойских отложений



Жетыбай - Узеньская ступень (западная часть)  
 типовой разрез мезокайнозойских отложений

Условные обозначения

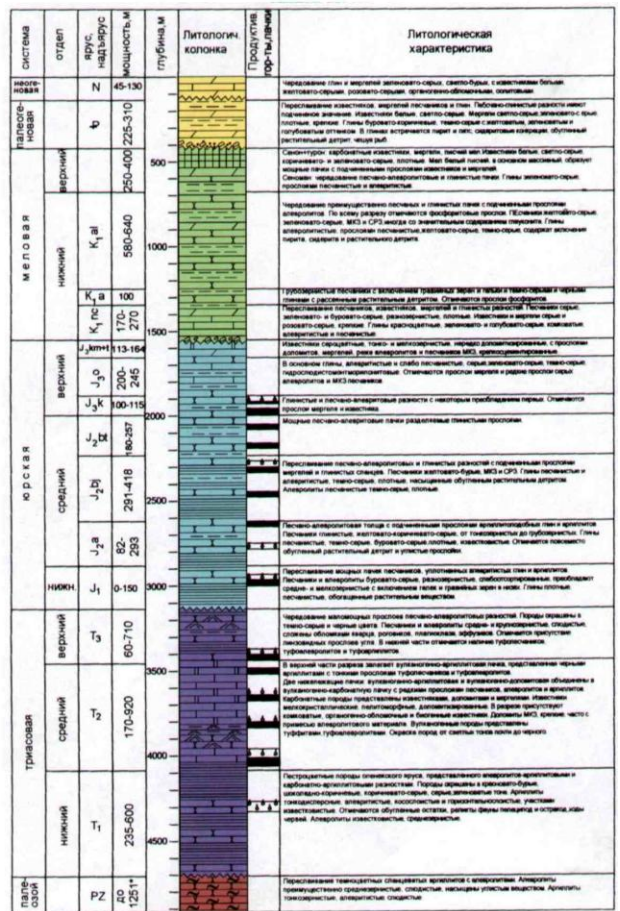
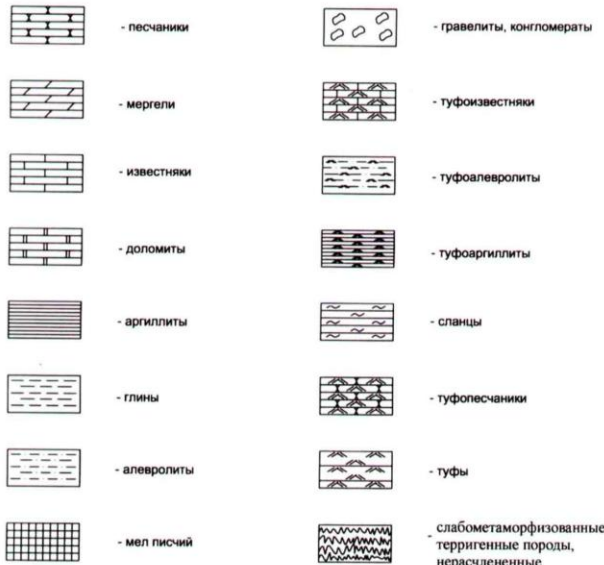


Рисунок 2.3 – Типовые разрезы мезокайнозойских отложений

## 2.3 Тектонические особенности месторождения Узень

В структурном отношении поднятие Узень приурочено к Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, осложняющей северный борт Южно-Мангышлакского прогиба (рисунок 2.4).

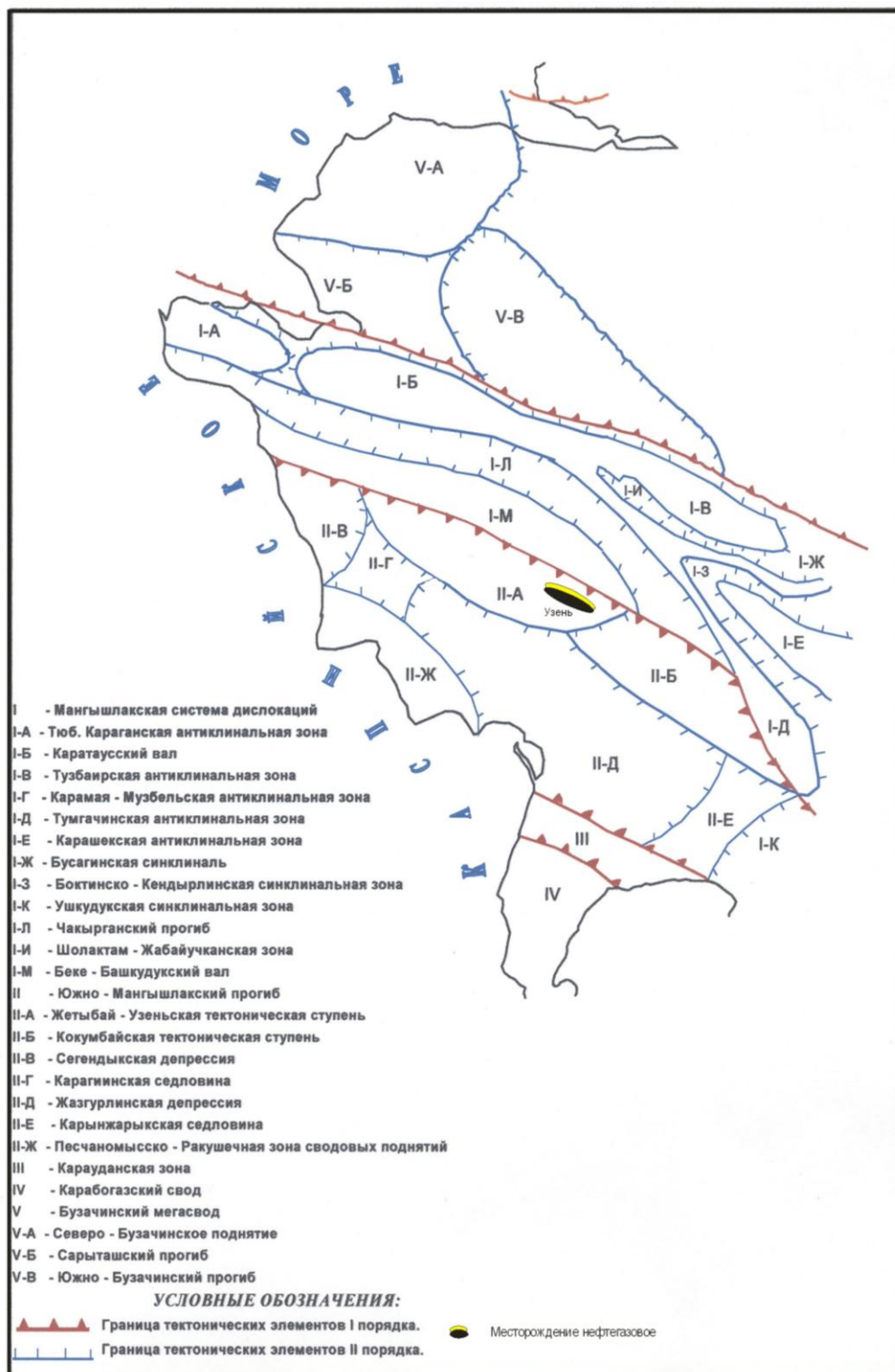


Рисунок 2.4 – Тектоническая схема



Структурный план поднятия Узень хорошо освещен бурением по юрско-меловому комплексу отложений, а геологический разрез низов юрских отложений и триаса вскрыт меньшим количеством скважин. О его строении можно судить, в первую очередь, по результатам сейсморазведки 3Д, которая проведена на месторождении Узень с целью детального изучения геологического строения юрско-меловых и триасовых отложений в 2002 г.

По результатам проведенных работ 3Д структурный план юрско-меловых отложений существенно отличается от триасового. Если по юрско-меловым отложениям отмечается унаследованный характер структурных планов, то детальная сейсмическая информация, полученная по доюрской части разреза, свидетельствует о том, что основные черты строения триасовых отложений на большей части Узеньской структуры не находят отражения в вышележащей юрско-меловой толще. Так, сводовой части Узеньской складки (Основному своду, Центральному блоку) и Хумурунскому куполу по отложениям мела и юры соответствуют опущенные блоки по доюрским отложениям, а в районе Парсумурунского купола фиксируется самое высокое залегание нижнетриасовой поверхности.

Среди остальных горизонтов нижнего этажа нефтеносности наиболее разбуренным является 19 продуктивный горизонт. Стратиграфически его относят к байосскому ярусу средней юры. По кровле 19 продуктивного горизонта размеры Узеньской складки составляют 34x9,5км, амплитуда поднятия – порядка 260 м. (Рисунок 2.5).

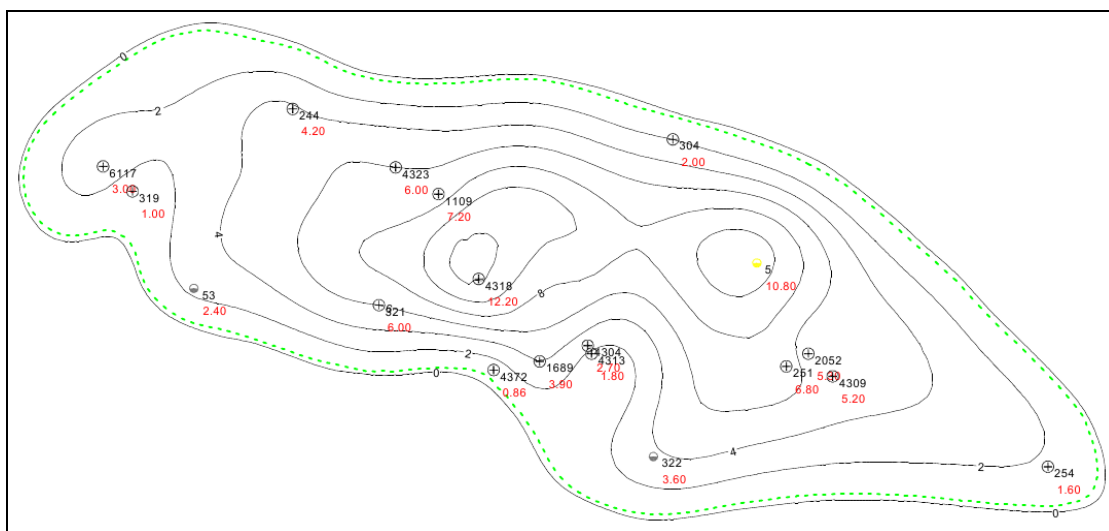


Рисунок 2.5 – Структурная карта по кровле коллектора (19 продуктивный горизонт)

Морфология складки характеризуется асимметрией крыльев и периклиналей. Северное крыло пологое, а южное – более крутое с углами падения порядка 60. Периклинали структуры разновелики: восточная более короткая, чем западная и, соответственно, ось складки погружается в восточном направлении более резко, чем в западном. В пределах более

пологих северного крыла складки и её западной периклинали погружение пород происходит неравномерно с образованием выположенных участков.

Структура осложнена пятью куполами: Основным сводом, Хумурунским, Северо-Западным, Парсумурунским и Восточно-Парсумурунским куполами и разрывными нарушениями субмеридионального направления.

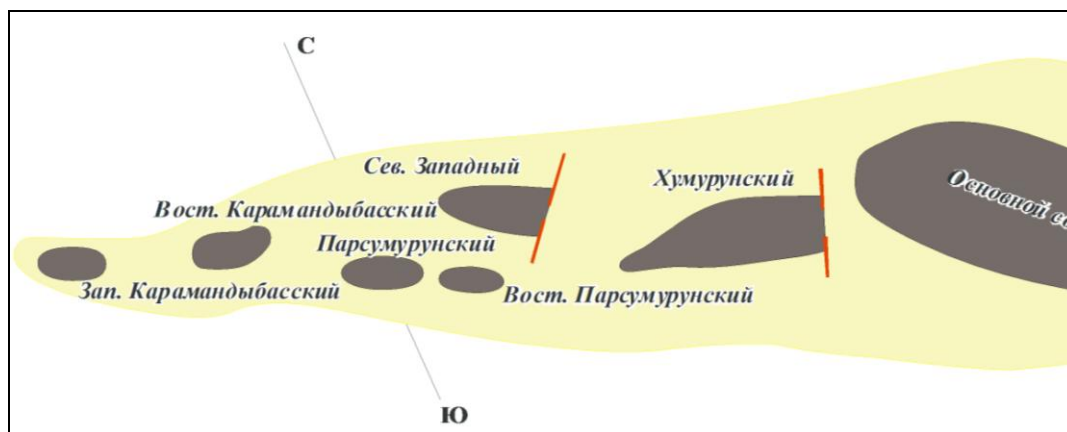


Рисунок 2.6 – Схема расположения куполов структуры Узень

Самый крупный из куполов – *Основной свод*, осложнённый в свою очередь двумя небольшими куполами, является наиболее приподнятым участком структуры. Его размеры составляют 13х4,5 км по оконтуривающей изогипсе минус 1 240 м, амплитуда 120 м (Рисунок 2.7).

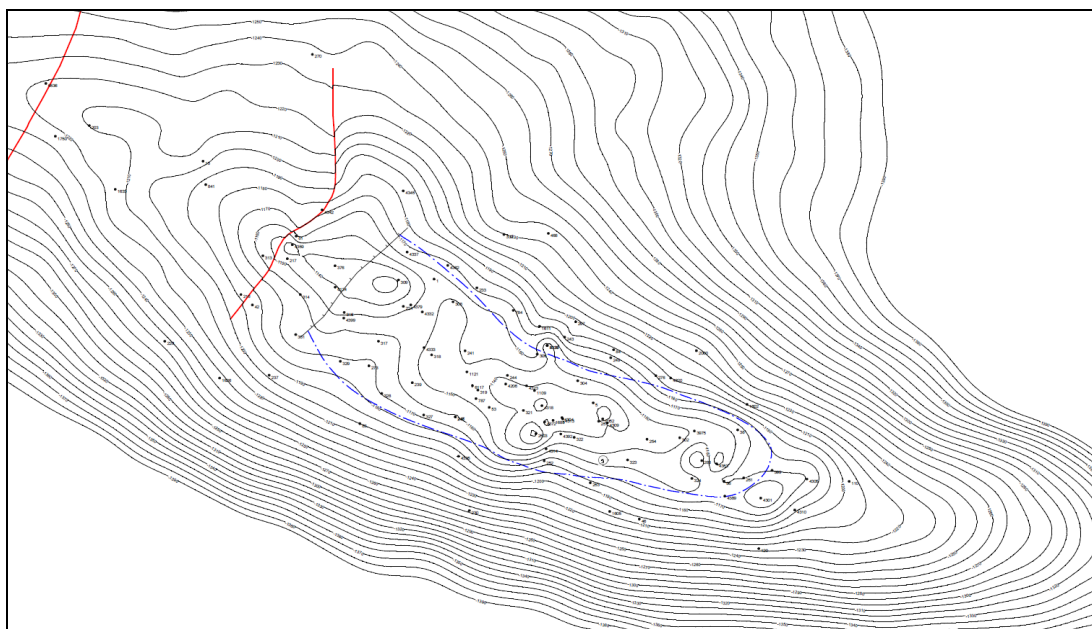


Рисунок 2.7 – Фрагмент структурной карты по кровле 19 горизонта. Основной свод месторождения Узень

На Основном своде отмечается два разрывных нарушения. Одно протрассировано в центре свода, другое на западной периклинали. Наиболее достоверным из них является сброс в центре свода, имеющий субмеридиональное направление и амплитуду 30-40 м. Второе нарушение, выявленное сейсмикой 3Д и подтвержденное данными бурения на западной периклинали, меньшей амплитудой (около 10 м) также субмеридионального направления отмечается только по нижним горизонтам.

Следует отметить, что на Основном своде продуктивность отложений доказана на восток от центрального сброса и на западной периклинали свода. В пределах блока, ограниченного разрывными нарушениями (центральный), в пробуренных скважинах (51, 230, 1705) при интерпретации материалов ГИС выделены коллекторы, которые в разрезах с 19 по 24 горизонты оценены как водонасыщенные, что подтверждается опробованием 203 скважины по 20 и 21 горизонтам.

*Хумурунский купол*, расположенный в районе скважин 28, 41, 131, по кровле 19 продуктивного горизонта, имеет длину 4,2 и ширину 1,5 км при амплитуде порядка 30 м по изогипсе минус 1240 м. (Рисунок 2.8).

Согласно данным сейсморазведки 3Д на Хумурунском куполе прослеживается два разрывных нарушения субмеридионального направления с амплитудами 10-15 м. Одно нарушение наблюдается на восточной периклинали и второе – на западной.

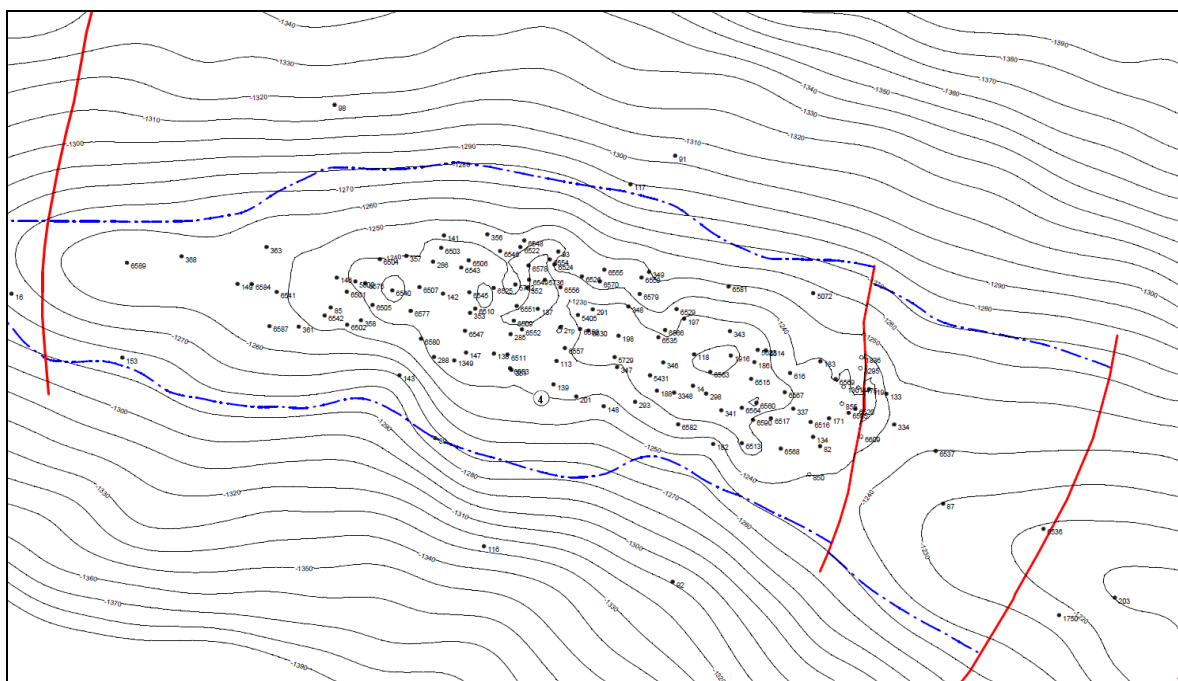


Рисунок 2.8 – Фрагмент структурной карты по кровле 19 горизонта.  
Хумурунский купол месторождения Узень

Нарушение, проводимое на восточной периклинали купола, в районе скважин 28 и 78 ранее обосновывалось по данным бурения, наличием





достигает 720 м. При этом промышленные запасы сосредоточены в горизонтах II-VI, VIII, X-XII, а большая часть – в четырёх нижних.

Основная продуктивная толща представлена шестью пластами (XIII-XVIII), содержащими основные запасы. В юрской продуктивной толще (19-24 горизонты) залежи нефти и газа выявлены на пяти куполах: Основном, Хумурунском, Северо-Западном, Парсумурунском и Восточно-Парсумурунском сводах. Характерной чертой продуктивной толщи 19-24 горизонтов является высокая неоднородность, выражающаяся в сложном характере распространения пластов-коллекторов по площади и разрезу в каждом куполе. Схема расчленения юрского разреза и резервуары 19-24 горизонтов по куполам представлены в таблице 2.1. Анализ таблицы показывает, что в пределах практически всех юрских горизонтов выделяются пачки А и Б. Исключением является 20 горизонт, в продуктивном разрезе которого на Парсумурунском и Восточно-Парсумурунском куполах выделяются четыре горизонта А, Б, В, Г.

В пачке А выделяются пласты а1 и а2, и только в скважинах пробуренных в пределах Парсумурунского купола выделено три пласта а1, а2 и а3, в пачке Б на всех куполах выделяются три пласта б1, б2, б3.

Пласты пачки А (а1, а2 и а3) характеризуются практически сплошным распространением, коэффициенты распространения больше 0,90, а на Хумурунском, Северо-западном куполах коэффициенты распространения равны 1. Вместе с тем на Северо-Западном куполе Парсумурунском куполах развиты зоны довольно обширные зоны слияния пластов пачки А, которые приурочены к сводовым частям.

Пласты пачки Б (б1, б2, б3) распространены довольно хорошо и только на Северо-западном куполе кровельный б1 и подошвенный б3 пласты на большей части площади замещены глинистыми разностями, они имеют низкие коэффициенты распространения. В пределах Хумурунского и Парсумурунского куполов пласты имеют зоны слияния, а на Основном своде и Северо-западном куполе пласты дифференцированы (Таблица 2.2).

Таблица 2.1 – Коэффициенты распространения и слияния пластов 19 горизонта

Пласт	Основной свод		Хумурунский купол		Северо-Западный купол		Парсумурунский купол	
	коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности	
	распротр.	слияния	распротр.	слияния	распротр.	слияния	распротр.	слияния
<b>а1</b>	0,99	0,26	1	0	1	0,17	0,96	0,24
<b>а2</b>	0,98	0	1	0	1	0	0,90	0,25
<b>а3</b>							0,94	0
<b>б1</b>	0,97	0,05	1	0,26	0,19	0,07	0,98	0,29
<b>б2</b>	1	0	1	0	1	0,08	0,95	0
<b>б3</b>	1	0	0,98	0	0,29	0	0,90	0



Таблица 2.1 – Схема расчленения юрского разреза и резервуары 19-24 горизонтов по куполам

Горизонт	Основной свод			Хумурунский купол			Северо-западный купол			Парсумурунский купол			В. Парсумурунский			
	пачк а	пласт	резерв уар	пачк а	плас т	резервуа р	пачк а	пласт	резервуа р	пачка	пласт	резервуа р	пачк а	пласт	резервуа р	
19	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub>	а <sub>1</sub> ; а <sub>2</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub>		
	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>		Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub> ; б <sub>3</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub> +б <sub>3</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub> +б <sub>3</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>		
20	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub>	
	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub> +б <sub>3</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub> +б <sub>3</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub> +б <sub>3</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>		
											В	в	в	В	в	в
											Г	Г <sub>1</sub> , Г <sub>2</sub> , Г <sub>3</sub> , Г <sub>4</sub>	Г <sub>1</sub> +Г <sub>2</sub> +Г <sub>3</sub> +Г <sub>4</sub>	Г	Г <sub>1</sub> , Г <sub>2</sub> , Г <sub>3</sub> , Г <sub>4</sub>	Г <sub>1</sub> +Г <sub>2</sub> +Г <sub>3</sub> +Г <sub>4</sub>
21	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub> , а <sub>4</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub> +а <sub>4</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>		
	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub> +б <sub>3</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub> +б <sub>3</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>		
22	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub>				А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>		
	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub> +б <sub>3</sub>	Б	б <sub>1</sub> , б <sub>2</sub> , б <sub>3</sub>	б <sub>1</sub> +б <sub>2</sub> +б <sub>3</sub>										
23	А	а	а	А	а	а+б										
	Б	б		Б	б											
24										А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>	а <sub>1</sub> +а <sub>2</sub> +а <sub>3</sub>	А	а <sub>1</sub> , а <sub>2</sub> , а <sub>3</sub>		

20 горизонт отделяется от вышележащего горизонта довольно хорошо выдержанным глинистым разделом толщиной 8-10 метров. Горизонт имеет сложное строение, что выражается в увеличении расчлененности, количество пачек по куполам различное, на Основном своде, Хумурунском и Северо-западном куполах в горизонте четко выделяется две пачки А и Б, а на Парсумурунском и Восточно-Парсумурунском при такой же толщине горизонта уже выделены четыре пачки А, Б, В и Г.

Пачка А на всех куполах состоит из 3 пластов а1, а2 и а3.

Коэффициенты распространения равны 1, и пласты между собой не сливаются ни в одной скважине только на Основном своде. На Хумурунском и на Северо-западном куполах коэффициенты распространения высокие и только на Парсумурунском куполе кровельный и подошвенный пласты на отдельных участках заглинизированы. На Хумурунском куполе пласт а1 и а2 имеет обширные зоны слияния, на Парсумурунском куполе пласт а2 сливается с пластом а3, коэффициент слияния 0,22. (Таблица 2.3).

Пачка Б представлена тремя пластами б1, б2, б3 и только на Парсумурунском куполе двумя б1, б2. Пласты выдержаны по площади, о чем свидетельствуют высокие коэффициенты распространения.

Пачка В представлена одним пластом песчаника, а пачка Г четырьмя пластами г1, г2, г3 и г4, причем подошвенный пласт г4 имеет ограниченное распространение.

Таблица 2.2 – Коэффициенты распространения и слияния пластов 20 горизонта

Пласт	Основной свод		Хумурунский купол		Северо-Западный купол		Парсумурунский купол	
	коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности	
	распро стр.	слияния	распрос тр.	слияния	распро стр.	слияния	распро стр.	слияния
<b>а1</b>	1	0	0,93	0,4	0,86	0,05	0,66	0
<b>а2</b>	1	0	0,99	0	0,90	0,05	0,97	0,22
<b>а3</b>	1	0	0,99	0	1	0	0,67	0
<b>б1</b>	1	0	1	0,49	1	0,09	0,99	0
<b>б2</b>	0,93	0,18	0,98	0	1	0	0,66	0
<b>б3</b>	1	0	1	0	0,70	0	-	-
<b>в</b>	-	-	-	-	-	-	0,97	0
<b>г1</b>	-	-	-	-	-	-	1	0,32
<b>г2</b>	-	-	-	-	-	-	1	0,19
<b>г3</b>	-	-	-	-	-	-	0,96	0
<b>г4</b>	-	-	-	-	-	-	0,68	0

Номенклатура пластов на Парсумурунском куполе отличается от номенклатуры пластов на других куполах. В Таблице 2.4 приведено сравнение детальной корреляции на Парсумурунском и Хумурунском



куполах. Пачке А на Хумурунском куполе соответствуют две пачки А и Б на Парсумурунском куполе, а пачке Б соответствуют пачки В и Г, при этом толщина горизонта на Парсумурунском куполе увеличена до 110 метров.

Таблица 2.3– Сопоставление корреляции 20 горизонта

Купол	номенклатура пластов									
	А			Б		В	Г			
Парсумурунский	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	a <sub>3</sub>	б <sub>1</sub>	б <sub>2</sub>	в	г <sub>1</sub>	г <sub>2</sub>	г <sub>3</sub>	г <sub>4</sub>
Хумурунский и другие.	А					Б				
	a <sub>1</sub>	a <sub>2</sub>	a <sub>3</sub>	б <sub>1</sub>		б <sub>2</sub>	б <sub>3</sub>			

21 горизонт отделяется от вышележащего горизонта региональным глинистым пластом толщиной от 5 до 10 метров. Разрез горизонта отличается максимальной неоднородностью. В процессе корреляции выделено две пачки А и Б, причем количество пластов в пачках на куполах не одинаковое. Так пачка А на Хумурунском куполе имеет два пласта а1 и а2, а на Северо-западном четыре пласта а1, а2, а3 и а4. Пачка Б на двух куполах Хумурунском и Северо-западном имеет по два пласта б1 и б2, а на Основном своде и Парсумурунском куполе по три пласта б1, б2 и б3. (Таблица 2.5).

Таблица 2.4 – Коэффициенты распространения и слияния пластов 21 горизонта

Плaст	Основной свод		Хумурунский купол		Северо-Западный купол		Парсумурунский купол	
	коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности	
	распростр.	слияния	распростр.	слияния	распростр.	слияния	распростр.	слияния
a1	0,95	0	1	0	0,8	0,10	0,92	0
a2	0,95	0	1	0	0,90	0,18	0,53	0
a3	0,76	0			1	0,15	0,60	0
a4					0,94	0		
б1	0,86	0	0,88	0	0,96	0	0,86	0
б2	0,95	0	0,94	0	1	0	0,90	0
б3	0,94	0					0,60	0

Следует отметить, что в 21 горизонте только а1 и а2 на Хумурунском куполе и пласт а3 и б2 на Северо-западном куполе выдержаны по всей площади, а пласты а2 и а3 на Хумурунском куполе имеют зоны замещение коллекторов непроницаемыми разностями.

Пачка Б не сливается с вышележащей пачкой А, что свидетельствует о достаточной надежности глинистого пережима, разобщающего эти пачки.

22 горизонт отделяется от 21 горизонта хорошо выдержанным по толщине и площади глинистым разделом, в пределах которого в результате

детальной пластовой корреляции выделено шесть песчано-алевролитовых пластов, объединенных в две пачки А и Б. Пачки А и Б разделены глинистой перемычкой, четко прослеживающейся по всем куполам и только на Парсумурунском куполе, в разрезе скважин глинистый раздел представлен песчаником, что привело к их слиянию пластов. В объеме горизонта выделяется всего три пласта, которым присвоена номенклатура а<sub>1</sub>, а<sub>2</sub>, а<sub>3</sub>. Пласты а<sub>1</sub>, а<sub>2</sub>, а<sub>3</sub>, на каждом куполе относительно однородны и представлены коллекторами, которые только на отдельных участках замещены глинами. Пласты не имеют зон слияния (Таблица 2.6).

Таблица 2.5 – Коэффициенты распространения и слияния пластов 22 горизонта

Пласт	Основной свод		Хумурунский купол		Парсумурунский купол	
	коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности	
	распротр.	слияния	распротр.	слияния	распротр.	слияния
<b>а1</b>	<b>0,94</b>	<b>0</b>	<b>0,90</b>	<b>0</b>	<b>0,71</b>	<b>0</b>
<b>а2</b>	<b>0,89</b>	<b>0</b>	<b>0,90</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>
<b>а3</b>	<b>0,84</b>	<b>0</b>	<b>0,75</b>	<b>0</b>	<b>0,98</b>	<b>0</b>
<b>б1</b>	<b>0,76</b>	<b>0</b>	<b>0,94</b>	<b>0,1</b>		
<b>б2</b>	<b>0,94</b>	<b>0</b>	<b>0,94</b>	<b>0</b>		
<b>б3</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0,72</b>	<b>0</b>		

В пачке Б довольно уверенно прослеживается три пласта песчаника б<sub>1</sub>, б<sub>2</sub> и б<sub>3</sub>, при этом на Основном своде кровельный пласт б<sub>1</sub> и на Хумурунском куполе подошвенный пласт б<sub>3</sub> отличаются большей неоднородностью, характеризуются на отдельных участках замещением глинистыми разностями. Пласты обособлены между собой, не имеют зон слияния.

23 горизонт от 22 горизонта он отделен хорошо прослеживающимся по площади глинистым разделом толщиной порядка от 10 до 20 метров. Объем горизонта одинаков в пределах всех куполов, а строение различно. На Северо-западном и Парсумурунском куполах 23 горизонт сложен, в основном, аргиллитами и только в нескольких скважинах отмечаются пласты-коллекторы небольшой толщины.

На Основном своде и Хумурунском куполе в этом горизонте выделяются две пачки А и Б, которые уверенно прослеживаются и имеют повсеместное распространение и являются продуктивными. В пределах каждой пачки выделяется по одному пласту песчаника. Слияние двух пачек отмечается в ряде скважин на Хумурунском куполе, где горизонт представлен монолитным пластом-коллектором, мощность которого достигает 40 метров (Таблица 2.7).

Таблица 2.6 – Коэффициенты распространения и слияния пластов 23 горизонта

Пласт	Основной свод		Хумурунский купол	
	коэффициенты неоднородности		коэффициенты неоднородности	
	распротр.	слияния	распротр.	слияния
<b>а</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0,26</b>
<b>б</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>0</b>

Продуктивность **24 горизонта** установлена только на Парсумурунском куполе. Отделяется от 23 горизонта выдержанной по площади пачкой глин 5-15 метров. Разрез представлен тремя пластами, которые развиты почти на всей площади купола, о чем свидетельствуют высокие коэффициенты распространения для  $a_1-0.90$ ,  $a_2- 0,96$  и  $a_3 - 1.0$ .

Если говорить о толщинах продуктивных горизонтов, то толщина 19 горизонта изменяется от 50 до 60 м. Мощность 20 горизонта изменяется от 80 до 110 метров. Толщина 21 горизонта в среднем составляет 70 метров, а мощность 22 горизонта изменяется от 60 м на Хумурунском куполе до 80 м на Северо-западном куполе. При этом на Северо-западном куполе продуктивность не установлена. Изменение толщины не отражается на строении горизонта в целом. Толщина 23 горизонта колеблется от 25 метров на Парсумурунском куполе и до 45 м на остальных куполах. Толщина 24 горизонта превышает 200 метров.

### 2.5.1 Литологическая характеристика пород-коллекторов

Поскольку максимальная информация для написания магистерской диссертации была собрана для 19-24 горизонтов, то в данном разделе описывается литологическая характеристика этих продуктивных отложений.

19-24 продуктивные горизонты месторождения Узень залегают в терригенных, континентальных и лагунно-континентальных среднеюрских образованиях байосского и ааленского ярусов. Литологически породы представлены частым и неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глин, содержащих большое количество углистых растительных остатков и отпечатков флоры, присутствуют тонкие линзовидные прослой углей. Текстура пород горизонтальная, пологоволнистая, неяснослоистая, линзовидная, реже массивная. Для пород характерна как вертикальная, так и латеральная литологическая изменчивость.

Песчаники преимущественно мелкозернистые, с подчиненными прослоями среднезернистых разностей, с различной степенью цементации. В зависимости от содержания рассеянного обугленного растительного детрита

и глинистого материала окрашены в серые до темно-серых, буровато-серые тона.

Алевролиты неравномерно песчанистые, с включениями мелкого и крупного обугленного растительного детрита, темно-серые.

Глины серые и темно-серые до черных содержат значительное количество мелкого, реже крупного обугленного растительного детрита.

Черное углисто-глинистое вещество распределено, в основном, по слоистости в виде небольших линз и включений.

Основными пороодообразующими компонентами песчаников и алевролитов являются обломки кремнистых, слюдисто-кремнистых, глинистых и эффузивных пород, зерна кварца и полевых шпатов, листочки мусковита и биотита. Форма зерен угловатая или полуокатанная. Цемент по составу глинистый, основным компонентом в нем является каолинит с примесью гидрослюды и хлорита. Тип цемента пленочный гидрослюдистый, поровый каолинитовый, порово-пленочный, крустификационный хлоритовый и, редко, порово-базальный глинистый.

Гранулометрический анализ для пород-коллекторов 19-24 горизонтов выполнен по 224 образцам. Анализы зерна распределены по разрезу неравномерно весьма. Наибольшее количество исследованных представительных образцов принадлежит 19 и 20 горизонтам: 84 и 77 анализов гранулометрического состава (37,5% и 34,4%) соответственно (Таблица 2.8).

Таблица 2.8 – Гранулометрический состав пород 19 - 24 горизонтов

Горизонт	Кол-во обр.	Среднее процентное содержание фракций размером, мм						Средняя карбонатность, %
		>1,00	1,0-0,50	0,50-0,25	0,25-0,10	0,10-0,01	<0,01	
19	84	0,02	0,66	3,26	32,79	31,05	29,72	2,50
20	77	0,11	2,18	10,31	39,69	22,27	25,03	0,41
21	15	0,00	0,15	11,24	44,77	23,41	20,09	0,34
22	30	0,00	0,64	14,47	42,69	18,01	23,18	1,01
23	9	0,00	0,04	13,99	54,51	13,51	17,00	0,95
24	9	0,00	0,61	21,31	45,59	13,14	18,99	0,36
всего	224							

В таблице приведены средние значения процентного содержания фракций и карбонатности пород. Анализ таблицы, показывает, что содержание средне-крупнозернистого материала (сумма фракций 0,50-0,25, 1,0-0,50 и > 1,0 мм) увеличивается с глубиной. Так в породах 19 горизонта его количество составляет 3,94 %, в 20-21 горизонтах - 12,6 и 11,39 % соответственно, в 22 и 23 горизонтах – 15,11 и 14,03 %. Максимальное значение содержания этого материала в наблюдается породах 24 горизонта, где оно достигает 21,92%. Тенденция увеличения с глубиной отмечается и по

фракции 0,25-0,10 мм. В общем, содержание песчаных фракций 1,0-0,1 мм в породах 19 горизонта составляет 36,73%, увеличиваясь вниз по разрезу до 67,51 и 68,54% в 24 и 23 горизонтах соответственно.

С увеличением вниз по разрезу содержания средне-крупнозернистого материала песчаных фракций, уменьшается содержание зерен алевритовой размерности с 31,05% в 19 до 13,14% в 24 горизонтах: Также уменьшается и содержание глинистых частиц (фракция < 0,01 мм) с 29,72% в 19 горизонте до 17 % в 23 и 18,99% в 24 горизонтах соответственно.

В целом, содержание мелкопесчаной и алевритовой фракций (0,25-0,10 и 0,10-0,01 мм) по горизонтам в породах-коллекторах составляет более 50 %. Так в коллекторах 19 горизонта среднее содержание этих фракций равно 63,84, в 20 - 61,96, в 21 - 68,18, в 22 – 60,7, в 23 - 68,02 и 24 - 57,73% (Таблица 2.7).

Среднее значение карбонатности пород низкое, варьирует от 0,34 (горизонт 21) до 2,5 % (горизонт 19).

### **2.5.2 Фильтрационно-емкостные характеристики коллекторов**

Средние значения и интервалы колебаний фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов по горизонтам приведены в таблице 2.9, где отражено количество лабораторных определений и показаны средние значения, приведенные в последней наиболее полной работе, посвящённой изучению коллекторских свойств юрской продуктивной толщи на Узени по керну (22).

Из таблицы 2.9 видно, что пористость продуктивных пород-коллекторов согласно 278 лабораторным определениям изменяется в достаточно широких пределах от нижнего предела до 30,7% в 19 горизонте и до 20,6 в 24 горизонте соответственно. Средне величины пористости уменьшаются с глубиной от 21,8 для 19 горизонта до 16,6% для 24 горизонта в соответствие с закономерностью, установленной для юрской продуктивной толщи Южного Мангышлака.

Несмотря на то, что количество исследованных представительных образцов, характеризующих свойства пород-коллекторов 19-24 горизонтов, в 2006 году в сравнении с 1979 увеличилось в 2,5 раза, различия между средними значениями пористости оказались небольшими. Это свидетельствует о том, что уже в предыдущей работе ёмкость коллекторов оценивалась достаточно надёжно, а увеличение информации привело только к уточнению средних величин, не меняя существовавших представлений о распределении пористости в породах-коллекторах 19-24 горизонтов.

Проницаемость коллекторов 19-24 горизонтов колеблется в очень широком диапазоне – от 0,001 (нижний предел) до 1,261 мкм<sup>2</sup>. При этом средние значения проницаемости по горизонтам не превышают 0,1 мкм<sup>2</sup>.

Таблица 2.9 – Фильтрационно-емкостные параметры коллекторов 19-24 горизонтов

Горизонт	Количество образцов		Пористость, %			Проницаемость, мкм <sup>2</sup>		
	1979 г	2006 год	1979 г	2006 г		1979 г	2006 г	
				среднее	диапазон изменений		среднее	диапазон изменений
19	18	100	21,9	21,8	14,4-30,7	0,041	0,081	0,001-1,261
20	35	82	22,0	21,1	15,5-29,9	0,102	0,050	0,001-0,359
21	15	26	20,0	19,9	16,2-24,4	0,060	0,033	0,001-0,176
22	15	39	18,8	18,3	14,0-24,6	0,090	0,069	0,002-0,662
23	11	12	18,2	17,4	13,4-21,0	0,071	0,059	0,001-0,218
24	18	19	18,2	16,6	12,5-20,6	0,069	0,028	0,002-0,069
<b>Всего</b>	112	278						

По сравнению с 1979 годом средняя проницаемость по горизонтам значительно изменилась, и это, скорее всего, свидетельствует не о недостаточном количестве образцов для оценки средней величины проницаемости, а об очень высокой неоднородности последней. В таких условиях следует, видимо, говорить не о средней величине проницаемости по горизонту, а рассматривать распределение параметра по площади и разрезу продуктивных горизонтов.

### Выводы

Таким образом, сбор и анализ представленной информации позволил выполнить следующие обобщения и **ВЫВОДЫ**:

1. На месторождении Узень скважинами вскрыт осадочный комплекс толщиной 4 500 м, в строении которого принимают участие породы триасового, юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов;

2. Наиболее древние отложения на Узеньском поднятии пройдены параметрической скважиной 151 и отнесены к индскому ярусу нижнего триаса (T<sub>1i</sub>). Вскрытая толщина отложений индского возраста составляет 250 м. Полная толщина составляет 2 000 м;

3. В основании разреза прослеживается 60-80 метровая карбонатная пачка органогенно-детритовых известняков;

4. В структурном отношении поднятие Узень приурочено к Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, осложняющей северный борт Южно-Мангышлакского прогиба;

5. Структурный план поднятия Узень хорошо освещен бурением по юрско-меловому комплексу отложений, а геологический разрез низов

юрских отложений и триаса из-за меньшего количества скважин изучен, в основном, по результатам сейсморазведки 3Д (2002 г);

6. По данным сейсморазведки 3Д структурный план юрско-меловых отложений существенно отличается от триасового и отмечается унаследованный характер структурных планов;

7. По кровле 19 продуктивного горизонта структура осложнена пятью куполами: Основным сводом, Хумурунским, Северо-Западным, Парсумурунским и Восточно-Парсумурунским куполами и разрывными нарушениями субмеридионального направления.

8. Основные черты строения триасовых отложений на большей части Узеньской структуры не находят отражения в вышележащей юрско-меловой толще. Так, сводовой части Узеньской складки (Основному своду, Центральному блоку) и Хумурунскому куполу по отложениям мела и юры соответствуют опущенные блоки по доюрским отложениям, а в районе Парсумурунского купола фиксируется самое высокое залегание нижнетриасовой поверхности.

9. Продуктивная толща, вскрытая скважинами, соответствует интервалу геологического разреза от ааленского яруса средней юры до келловейского яруса верхней юры. Литологически продуктивные отложения представлены неравномерно переслаивающимися в разрезе песчаниками, алевролитами и глинами;

10. В нижнемеловых отложениях выявлено 12 газоносных горизонтов, стратиграфически приуроченных к туронским (горизонт I), сеноманским (II), альбским (III-XI) и неокомским (XII) отложениям. По литологическим особенностям эти отложения разделяются на два комплекса: верхний терригенный (II-XI горизонты) и нижний терригенно-карбонатный (XII горизонт). Общая мощность отложений, слагающих газоносную толщу, достигает 720 м. При этом промышленные запасы сосредоточены в горизонтах II-VI, VIII, X-XII, а большая часть – в четырёх нижних;

11. Промышленная нефтегазоносность месторождения Узень связана с юрскими отложениями.

12. Основная продуктивная толща представлена шестью пластами (XIII-XVIII), содержащими основные запасы углеводородов. Горизонты достаточно хорошо выдержаны на площади, но в пределах отдельных участков отмечаются значительные литолого-фациальные изменения отложений. В верхнем этаже нефтегазоносности (пласты XIII-XVIII) все залежи являются, в основном, пластовыми сводовыми и нефтяными;

13. В нижнем этаже нефтегазоносности (горизонты XIX-XXV) залежи являются чаще пластовыми сводовыми, но иногда и массивными, газовыми и нефтегазовыми;

14. Толщина продуктивных горизонтов изменяется от 20 до 175 и более метров, а разделяющих их глинистых пачек от 2 до 60 м;

15. Эффективная толщина коллекторов изменяется в широких пределах: в газовых залежах нижнего мела от 4 до 30 м при газонасыщенных

толщах 14-27 м, в юрских горизонтах от 2.6 до 167 м и более при нефтенасыщенных толщинах от 1 до 20 м;

16. Особенности геологического строения предопределили развитие в юрской продуктивной толще месторождения Узень гранулярных коллекторов порового типа. Промышленно продуктивными коллекторами на месторождении Узень, и, в частности, в 19-24 горизонтах служат песчаники и алевролиты, емкостно-фильтрационные свойства которых обусловлены гранулометрическим и минералогическим составом обломочной части, составом и количеством цемента, способом цементации, то есть факторами, определяющими структуру порового пространства пород.

17. Открытая пористость газоносных горизонтов 26.8-30.6%, проницаемость 0.2-0.4 мкм<sup>2</sup>. В юрской толще наиболее высокая пористость (26.5%) и проницаемость (0.523 мкм<sup>2</sup>) отмечены в горизонте XIII (келловейский ярус). В остальных горизонтах пористость 18-25%, проницаемость 0.02-0.03 мкм<sup>2</sup>;

18. Глубина залегания горизонтов верхнего этажа 1050-1450 м, пластовое давление 113-124 атм., температура от 63 до 74 градусов. Для нижнего этажа глубины залегания колеблются в интервале от 1450 до 1880 м. Для каждого из продуктивных горизонтов установлена своя собственная локальная система распределения флюидов газ-нефть-вода, со своими газодонефтяными уровнями, что может свидетельствовать о размещении в отложениях каждого горизонта отдельной залежи.

19. Продуктивный разрез Узеньского месторождения относится к терригенному типу и представлен чередованием песчаников, алевролитов и глин при подчиненном значении глинистокарбонатных, карбонатных пород, присутствием маломощных линзовидных прослоев углей. Коллекторами нефти и газа на месторождении Узень являются полимиктовые песчаники и алевролиты со сложным минеральным составом скелетной фракции и глинистым цементом. Их особенность состоит в наличии зерен полевых шпатов, которые в процессе диагенеза и эпигенеза подвергаются значительным преобразованиям, а именно – глинизации. В сочетании с глинистым цементом, содержащимся в поровом пространстве, это значительно повышает эффективную глинистость коллекторов, которая ухудшает их физические свойства, но практически не влияет на ФЕС и продуктивность. Глинистость пород коллекторов закономерно убывает от верхних горизонтов к нижним: от 28,57% в XIII до 21,6% - в XVIII горизонте. Тенденция к уменьшению глинистости сверху вниз наблюдается и в нижнем этаже нефтегазоносности (от 28,44% в XIX горизонте до 18,77 в XXIV) [5].



### **3 Методика создания единой схемы интерпретации данных ГИС для 19-24 горизонтов месторождения Узень**

#### **3.1 Получение петрофизических связей с учетом новых данных**

Петрофизическая модель представляет собой математическое описание объемного распределения пористости, проницаемости и флюидонасыщенности коллекторов в пределах резервуара, основанное на данных непосредственных или косвенных определений указанных физических свойств по конкретным типам горных пород [7]. Лабораторные исследования керн необходимы для получения объективных связей физических и фильтрационно-емкостных параметров пород для последующего использования при интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) на месторождениях нефти и газа. Для решения данной задачи был проведен обширный комплекс стандартных и специальных исследований на керне по определению минералогической плотности, открытой пористости, проницаемости, гранулометрического состава и карбонатности пород-коллекторов месторождения Узень 19-24 горизонтов на основе образцов керн, отобранных из новых 4-х скважин 2011-2013 г. г.

Согласно полученным данным были обновлены представления о средних значениях процентного содержания фракций и карбонатности пород. Так, определено, что содержание средне-крупнозернистого материала, (сумма фракций 0,50-0,25, 1,0-0,50 и > 1,0 мм) увеличивается с глубиной. В породах 19 горизонта его количество составляет 7,54%, в 20-21 горизонтах – 17,46 и 18,47 % соответственно, в 22 горизонте – 19,32%, в 24 горизонте – 16,84% и максимальное значение содержания этого материала в породах 23 горизонта, где оно достигает 28,53 %. Таким образом, содержание песчаных фракций 1,0-0,1 мм в породах 19 горизонта составляет 37,53%, увеличиваясь вниз по разрезу до 77,55 и 63,69% в 23 и 24 горизонтах соответственно.

С увеличением вниз по разрезу содержания средне-крупнозернистого материала песчаных фракций, уменьшается содержание зерен алевритовой размерности с 28,61% в 19 до 11,66% в 23 горизонтах и 12,28% в 24 горизонтах. Также уменьшается и содержание глинистых частиц (фракция <0,01 мм) с 29,89% в 19 горизонте до 10,50 % в 23 и 23,62% в 24 горизонтах соответственно.

В целом, содержание мелкопесчаной и алевритовой фракций (0,25-0,10 и 0,10-0,01 мм) по горизонтам в породах-коллекторах составляет более 50%. Так в коллекторах 19 горизонта среднее содержание этих фракций равно 58,6%: в 20 – 55,64%; в 21 – 59,74%; в 22 – 57,07%; в 23 – 60,68%; в 24 – 59,13%.

Среднее значение карбонатности пород низкое, варьирует от 0,40 (горизонт 24) до 4,20% (горизонт 19).

Для проведения специальных петрофизических исследований использовалось оборудование производства Core Laboratories Instruments:

- система измерения электрического сопротивления керна;
- групповой капилляриметр для определения капиллярных характеристик керна методом полупроницаемой мембраны;
- ручной вакуумный сатуратор – для максимального насыщения образцов модели пластовой воды (МПВ). Результаты лабораторных исследований представлены в Таблице 3.1.

По определениям остаточной водо- и нефтенасыщенности были изучены граничные значения фильтрационно-емкостных свойств. Граничное значение коэффициента пористости определено, исходя из сопоставления открытой и динамической пористостей.

*Динамическая пористость* получена как разность между открытой пористостью и остаточной водо- и нефтенасыщенностью (формулы 3.1, 3.2):

$$K_{п\_дин} = K_{п} \times (1 - K_{во} - K_{но}). \quad (3.1)$$

$$K_{п\_эфф} = K_{п} \times (1 - K_{во}). \quad (3.2)$$

При динамической пористости 0% остаточные водо- и нефтенасыщенность занимают все поровое пространство и порода характеризуется, как неколлектор. При динамической пористости более 0 %, помимо остаточной водо- и нефтенасыщенности присутствует подвижная нефть и/или вода, соответственно порода имеет коллекторские свойства. Как видно из рисунка 3.1, при динамической пористости 0%, абсолютная проницаемость составляет  $1,3 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

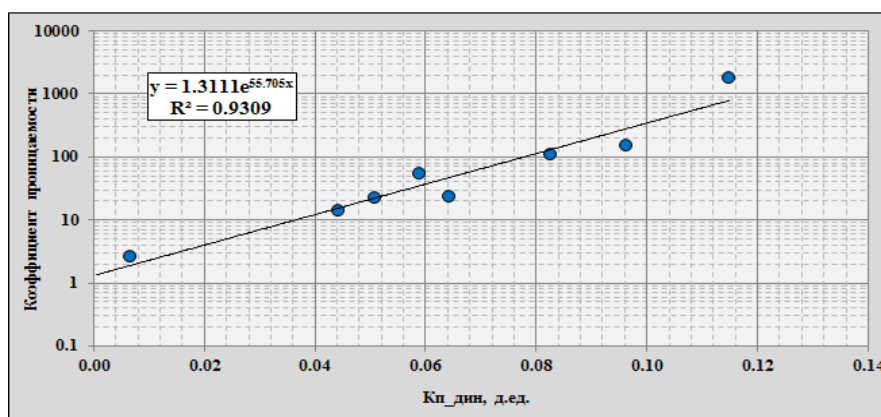


Рисунок 3.1 – Зависимость «коэффициент проницаемости-динамическая пористость»

Данную величину принимаем в качестве граничного значения проницаемости для 19-24 горизонтов. При динамической пористости 0% открытая пористость составляет 13,0%. (рисунок 3.2).

Таблица 3.1 – Результаты проведенных лабораторных исследований

Горизонт	№ образца	Н отбора м	Коэффициент открытой пористости Кпогр, д.ед	Проницаемость Кпр.мкм $2 \cdot 10^{-3}$			Остаточная водонасыщенность. Sвост, д. ед. Кво, д. ед	Остаточная нефтенасыщенность Sност, д. ед	Кн_нач д.ед	Квыт. д.ед	Литология	Кп_эф. д.ед	Кп_дин. д.ед
				абс. по газу	по нефти при Кво	по воде при Кно							
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
20	167	1524.82	0.157	22.50	12.04	4.88	0.300	0.377	0.700	0.461	Песчаник мкз-срз, с массивной текстурой и глинистым цементом.	0.110	0.051
20	191	1535.89	0.152	14.20	9.60	2.58	0.290	0.419	0.710	0.408	Песчаник мкз-срз, с массивной текстурой и глинистым цементом	0.108	0.044
22	482	1698.47	0.208	1780.00	1451.00	475.80	0.175	0.273	0.825	0.669	Песчаник срз-крз с массивной текстурой	0.172	0.115
22	480	1704.41	0.138	2.57	1.10	0.28	0.450	0.502	0.550	0.087	Песчаник срз-мкз, с массивной текстурой	0.076	0.007
23	464А	1707.95	0.200	107.30	73.98	28.65	0.265	0.321	0.735	0.563	Песчаник мкз, однородный	0.147	0.083
23	490	1714.28	0.202	23.60	14.30	3.14	0.310	0.372	0.690	0.461	Песчаник мкз с однородной текстурой	0.139	0.064
23	84	1715.88	0.220	154.40	116.30	44.67	0.243	0.319	0.757	0.579	Песчаник мкз, с массивной текстурой и глинистым цементом	0.167	0.096

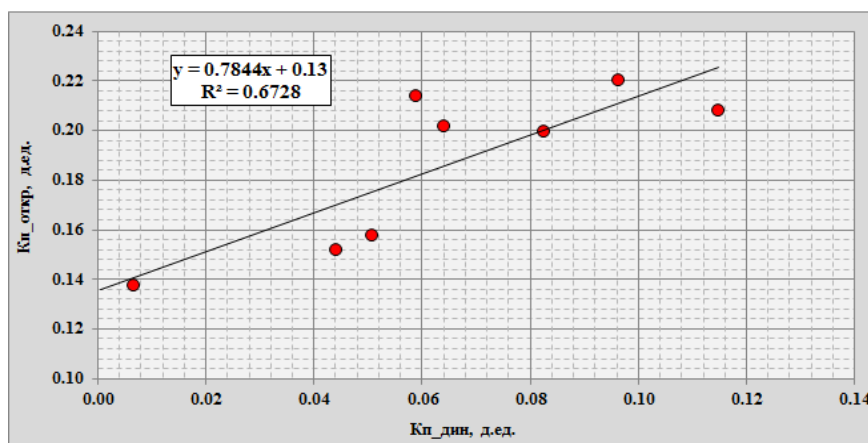


Рисунок 3.2 – Зависимость «динамическая пористость – открытая пористость в пластовых условиях»

Таким образом, при выделении коллекторов по материалам ГИС рекомендуется использовать в качестве нижних граничных пределов 19-24 горизонтов следующие величины: коэффициент открытой пористости – 13%; коэффициент горизонтальной проницаемости –  $1,3 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

Граничное значение **остаточной водонасыщенности** для горизонтов 19-24 получено по данным капилляриметрии (формулы 3.3, 3.4, рисунок 3.3):

$$K_{во} = 47,455 \cdot K_{пр}^{-0.113} \quad (3.3)$$

$$K_{во} = 227,55 \cdot 2,71^{-0.095 \cdot K_{п}} \quad (3.4)$$

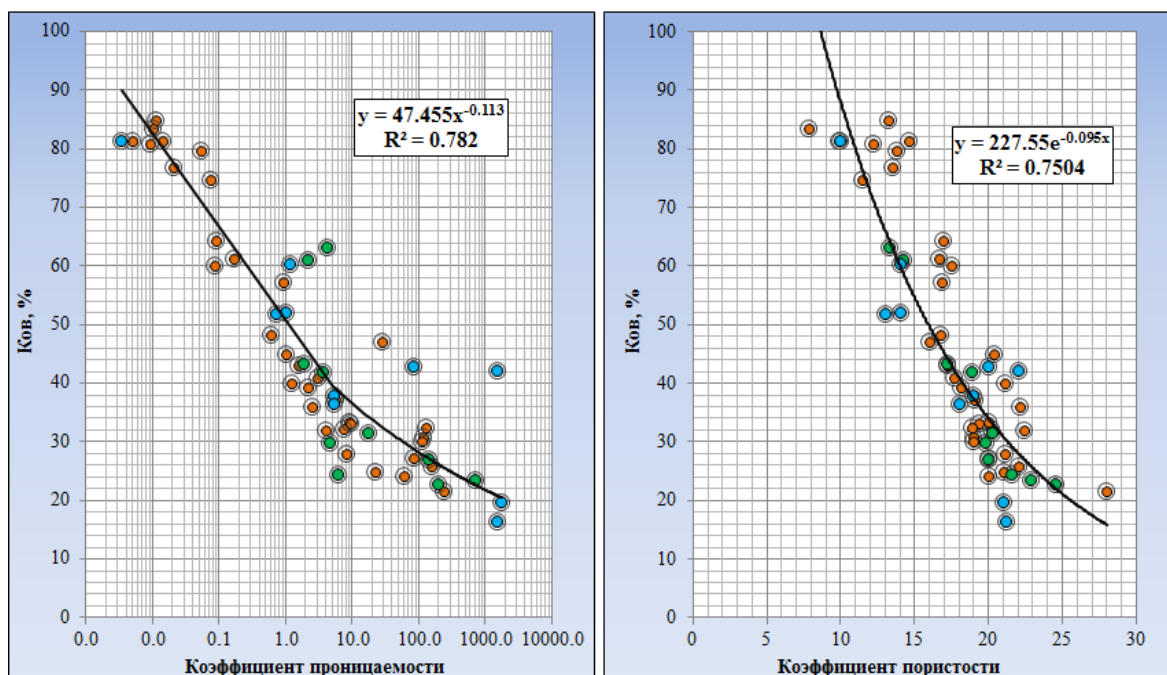


Рисунок 3.3 – График  $K_{во} = f(K_{пр})$ . Определение граничного  $K_{во}$

Остаточная водонасыщенность и кривые капиллярного давления получены на групповом капилляриметре СРРР-300 методом полупроницаемой мембраны на образцах керна из разных литотипов: от непроницаемых до высокопроницаемых.

На рисунке 3.4 представлены зависимости кривых капиллярного давления от водонасыщенности.

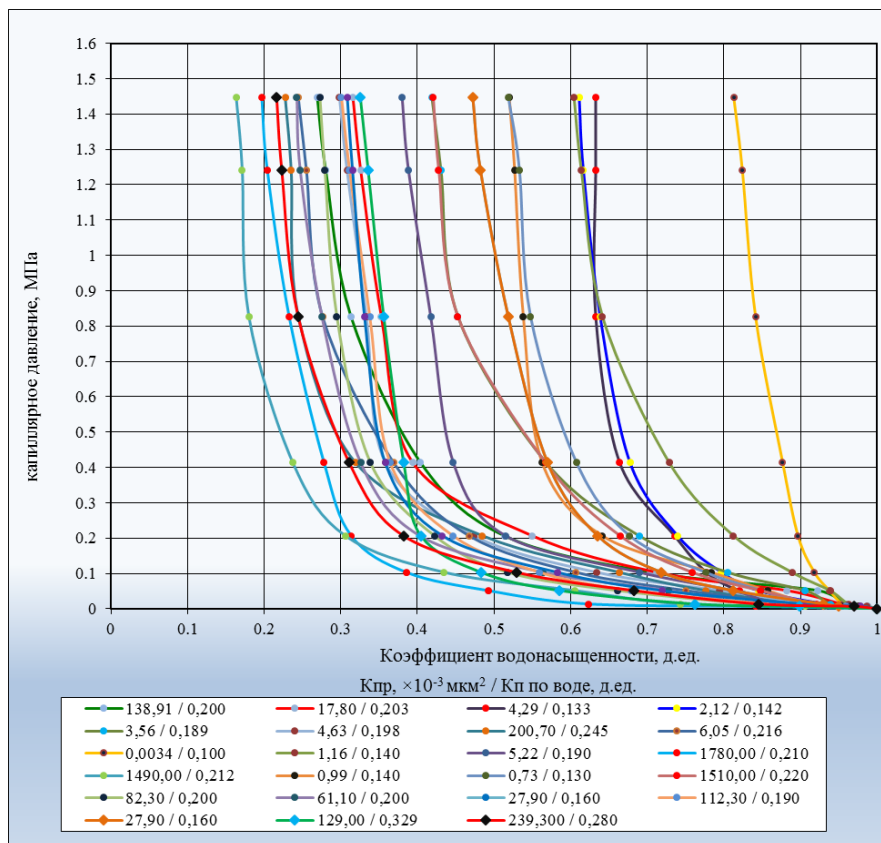


Рисунок 3.4 – Кривые капиллярного давления и остаточной водонасыщенности, полученные методом полупроницаемой мембраны скважин месторождения Узень

Для пород с пористостью до 17% остаточная водонасыщенность варьирует от 43,3 до 81,1%, в среднем составляя 58,9 %.

Для пород с пористостью более 17% остаточная водонасыщенность меняется от 16,3 до 32,5%, составляя в среднем 25,5%. Повышение капиллярного давления при снижении водонасыщенности наиболее резко отмечается в породах с ухудшенными коллекторскими свойствами. На графике наглядно представлено, что чем хуже коллекторские свойства образцов, тем правее располагается ее кривая. Значение водонасыщенности при выходе кривой капилляриметрии на асимптоту определяет *остаточную неснижаемую водонасыщенность* –  $K_{во}$ .

*Параметры пористости и насыщенности.* С помощью автосатуратора образцы насыщались МПВ с минерализацией 159. Принятые значения минерализации соответствуют необводненным, нефтенасыщенным пластам.

В камере, оснащенной керамической мембраной, создавалась разность давлений между смачивающейся и несмачивающейся фазами. Вытеснение продолжалось по 72 часов на каждом этапе при изменении капиллярного давления от 0 до 1,453 МПа. После каждого этапа определялось количество выделенной воды по потере массы образца и замерялось удельное электрическое сопротивление (УЭС) породы. Пластовые условия создавались давлением обжима на образец 800 psi с помощью гидростатического кернодержателя. Значения УЭС определялись при значении минерализации: 159 г/л для необводненных, нефтенасыщенных пластов.

Согласно результатам проведенных исследований при насыщении образцов керна моделью пластовой воды с минерализацией 159 г/л были получены значения параметра насыщения «п» и параметра цементации «т». Рекомендуется использовать следующие алгоритмы при определении коэффициента текущей нефтенасыщенности по материалам ГИС для необводненных коллекторов (формулы 3.5, 3.6, рисунок 3.5):

$$P_{II} = 0,9922 * K_{II}^{-1,8} \quad (3.5)$$

$$P_{H} = 1,1402 * K_{B}^{-2,0} \quad (3.6)$$

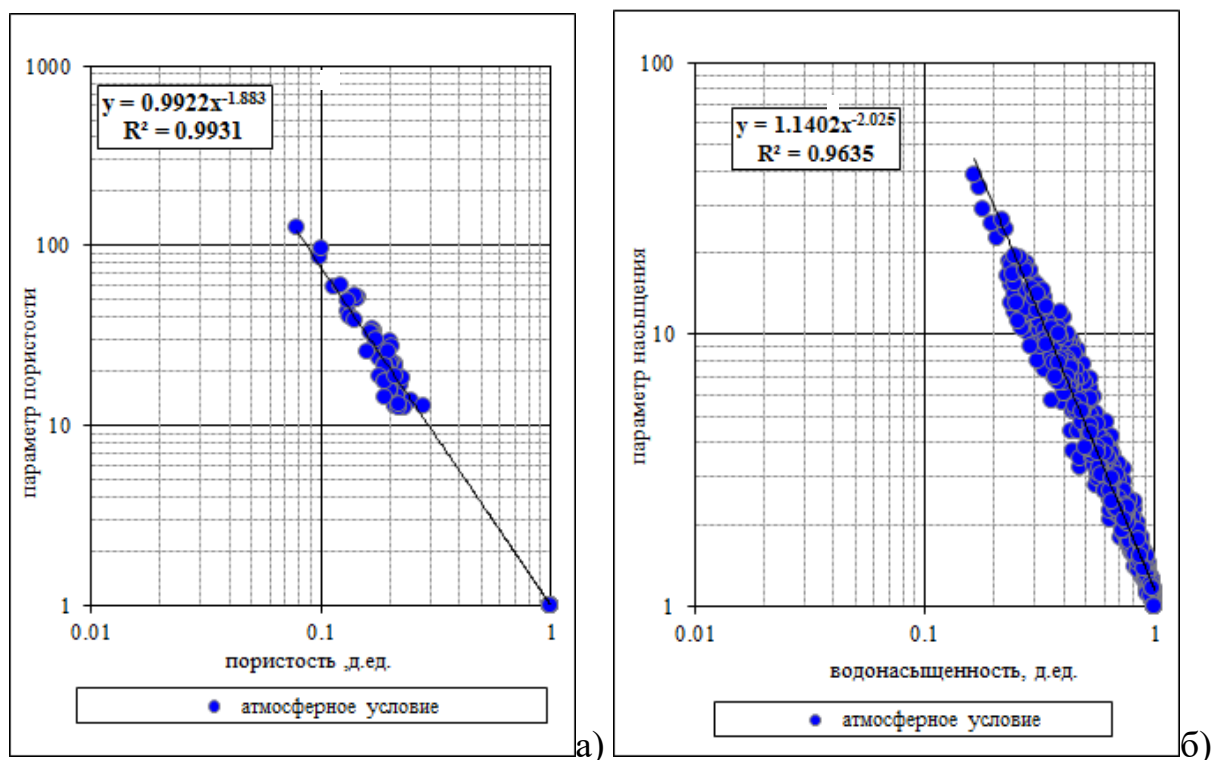


Рисунок 3.5 – Зависимость параметра пористости от пористости (а) и параметра насыщения от водонасыщенности (б)

В таблице 3.2 представлены диапазоны коэффициентов пористости и проницаемости, а также полученные средние значения параметров цементации (1,8) и насыщения (2,0) при значении минерализации 159 г/л.

Таблица 3.2 – Диапазоны коэффициентов пористости и проницаемости

Горизонт	Кол-во обр. керна	Кп, %	Кпр, мД	Параметр цементации "m"	Параметр насыщения "n"
19-24	8	10,8-25,1	1,06-756,20	1,8	2,0
	30	8,5-27,0	0,018-305,3		
	11	8,6-23,4	0,010-1864		

Для определения значений **минералогической плотности и глинистости** пород согласно нижеследующим критериям для построения зависимостей по гранулометрическому составу была проведена отбраковка образцов: общее кол-во образцов – 1 897→не учитываем образцы с трещинами – осталось 1 380→Кп\_откр – убираем 0 и пустые ячейки – осталось 1 241→Кпр – убираем 0 и пустые ячейки – осталось – 1 189→не учитываем 4 образца с нетипичными значениями по пористости и проницаемости – осталось 1 185. Таким образом, количество образцов после отбраковки – 1 185.

При построении графиков зависимостей применялась следующая фильтрация:

Таблица 3.3 – Литология по гранулометрическому составу

Глинистость, %	Гранулометрический состав, мм	Карбонатность, %	Литология
Сгл>60			Глины (индекс – 23)
Сгл<60	0.1-0.01>40%		Алевриты
Сгл<60	0.1-0.01<40%		Песчаники
Сгл<60	0.1-0.01<40% 1-0.1мм<15%		Глина алевритистая
Сгл<60	0.1-0.01мм<40%; 1-0.1>15%		Песчаник+глина+алеролит
Сгл>50		50<карбонатность>20	Песчаник+алевролит+Глина карбонатная
Сгл>50		10<карбонатность>20	Песчаник карбонатный +глина
Сгл>50%	0.1-0.01>40% 1-0.1>35%	10<карбонатность>20	Песчаник карбонатный



*Минералогическая плотность породы и зерен.* На рисунке 3.6 приведено сопоставление плотности породы с пористостью, анализ которого дает возможность при интерпретации данных ГИС на месторождении Узень по горизонтам 19-24 принять плотность скелета породы равной 2,66 г/см<sup>3</sup>. Это значение использовано в качестве плотности скелета при оценке пористости коллекторов.

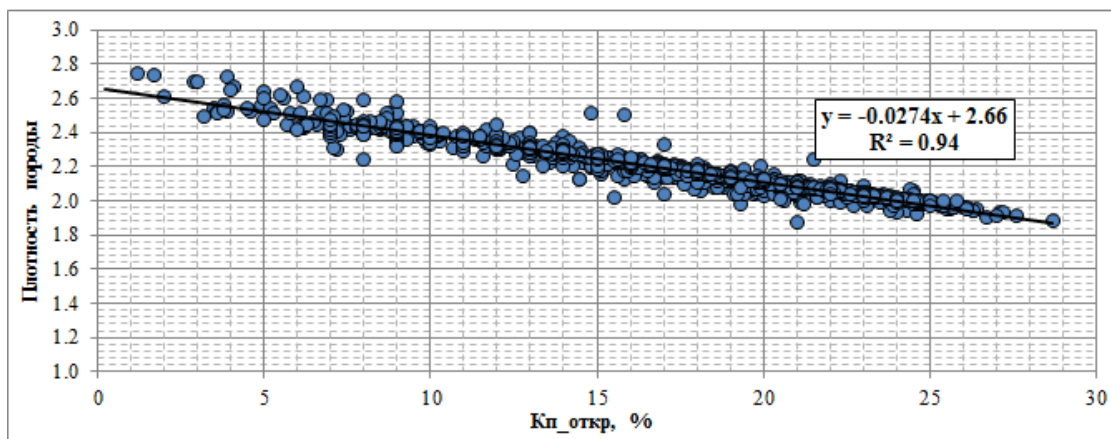


Рисунок 3.6 – Определение плотности породы по данным исследований керна

Граничное значение *глинистости* получено по результатам анализа данных гранулометрического состава пород на 965 образцах керна. На рисунках 3.7 и 3.8 представлены графики сопоставления проницаемости с содержанием весовой глинистости с цементом и объемной глинистости.

Таким образом, за содержание цемента принимается суммарное процентное содержание фракций с размерностью менее 0,01 мм с карбонатностью и для 19-24 горизонтов соответствуют: для весовой глинистости 30% и для объемной глинистости 28%.

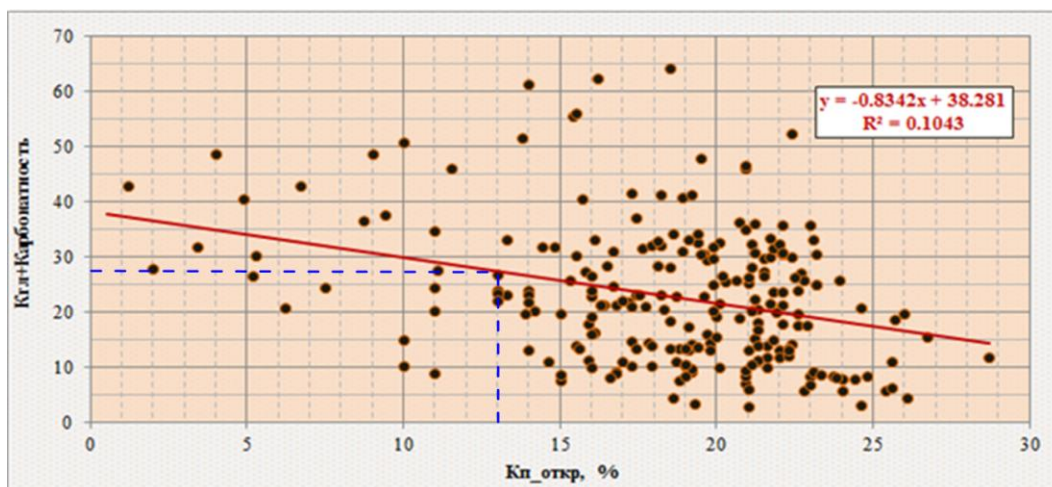


Рисунок 3.7 – Зависимость пористости от объемной глинистости с цементом



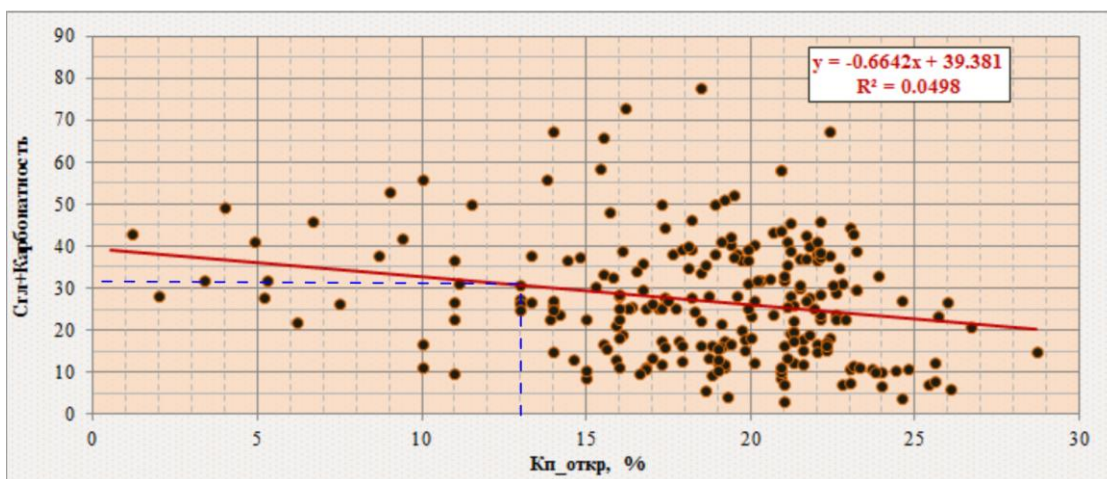


Рисунок 3.8 – Зависимость пористости от весовой глинистости с цементом

### 3.2 Оценка глинистости.

Определение глинистости коллекторов осуществлялась по методам ГК и ПС. При определении глинистости по ГК для исключения влияния условий измерения в скважинах и индивидуальных особенностей аппаратуры гамма-каротажа был использован двойной разностный параметр ГК (формула 3.7):

$$\Delta I\gamma = (I\gamma_{nl} - I\gamma_{min}) / (I\gamma_{max} - I\gamma_{min}), \quad (3.7)$$

где  $I\gamma_{nl}$ ,  $I\gamma_{max}$ ,  $I\gamma_{min}$  – интенсивности гамма-излучения против интерпретируемого пласта и опорных пластов – неглинистого валанджинского песчаника и пласта аргиллита в оксфорд-келловейских глинах.

На месторождении Узень гамма-активность опорного горизонта значительно ниже гамма-активности изучаемых коллекторов продуктивной толщи. Чтобы расширить диапазон изменения параметра  $\Delta I\gamma$ , значение двойного разностного параметра искусственно увеличено и приближенно к значениям  $\Delta I\gamma$  продуктивного разреза. Для соблюдения пропорциональности по отношению к истинному значению  $\Delta I\gamma_{min}$ , в каждой скважине в формуле используется не полная разность  $I\gamma_{max} - I\gamma_{min}$ , а  $2/3$  ее величины от линии максимума. Отсчеты  $\Delta I\gamma$  для пластов ведутся от линии  $I\gamma_{min}$ .

Связь двойного разностного параметра с объёмной глинистостью построена по результатам сопоставления  $\Delta I\gamma$  с  $K_{gl}$  в интервалах, освещённых керном с учетом оценочных скважин пробуренных после ПЗ-2006 года. Связь, приведённая на рисунке 3.9, характеризуется высоким коэффициентом корреляции 0,91 и описывается выражением:

$$K_{гл} = 0.0157 \cdot 2.71^{4.0229GR} \quad (3.8)$$

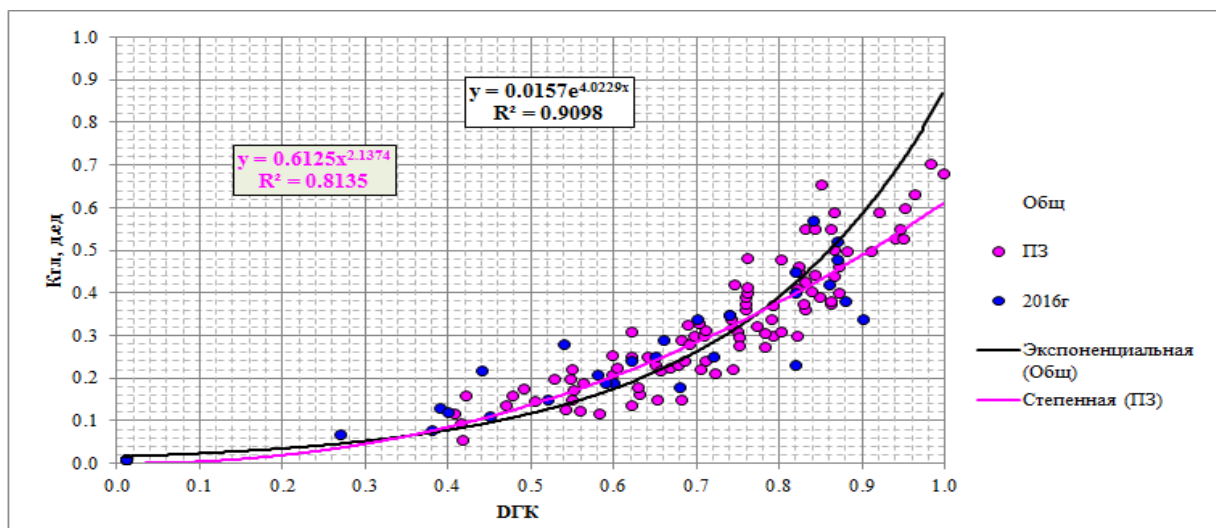


Рисунок 3.9 – Связь объёмной глинистости с параметром ГК

При определении *глинистости по ПС* первоначальный этап интерпретации диаграмм ПС начинался с проведения линии глин по оксфордским глинам и глинам, разделяющим продуктивные горизонты. Особенностью продуктивного разреза месторождения Узень является непостоянство линии глин: максимальные значения ПС отмечаются против глин в кровельной части 13 горизонта, в 14-15 горизонтах линия глин смещается влево, в сторону отрицательных значений, далее вниз по разрезу линия глин опять смещается вправо и максимальное смещение наблюдается против 22 горизонта. Такое поведение кривой ПС объясняется различием минерального состава, дисперсности глинистого материала и различием диффузионно-адсорбционных свойств.

Для обеспечения сопоставимости диаграмм ПС по разным скважинам использовалась относительная амплитуда потенциалов собственной поляризации, позволяющая исключить влияние соотношения концентраций ПЖ и пластовых вод (формула 3.9):

$$\alpha_{nc} = \frac{\Delta U_{nc}}{\Delta U_{max}}, \quad (3.9)$$

где  $\Delta U_{nc}$ ,  $\Delta U_{max}$  – амплитуда ПС против интерпретируемого и опорного пласта соответственно (максимальная амплитуда).

Максимальной амплитудой по разрезу на месторождении характеризуются пласты-коллекторы 22 горизонта. Значения  $U_{nc}$  для пластов 22 горизонта близки к статическому значению  $E_{nc}$ . В случае, когда горизонт не вскрыт или заглинизирован, используется способ определения расчетной  $\Delta U_{max}$ , в основу которого положена установленная для месторождения закономерность увеличения амплитуды ПС с глубиной, обусловленная увеличением минерализации пластовых вод и температуры.

Для оценки глинистости по ПС было использовано уравнение ПЗ-2007:

$$K_{zn} = -0,7613\alpha_{nc}^3 + 2,1765\alpha_{nc}^2 - 2,1254\alpha_{nc} + 0,8236. \quad (3.10)$$

Связь полученного при сопоставлении объемной глинистости  $K_{zn}$ , определённой по керну, и значений  $\alpha_{nc}$  в интервале отбора керна (рисунок 3.10) характеризуется коэффициентом корреляции равным 0,85 [7].

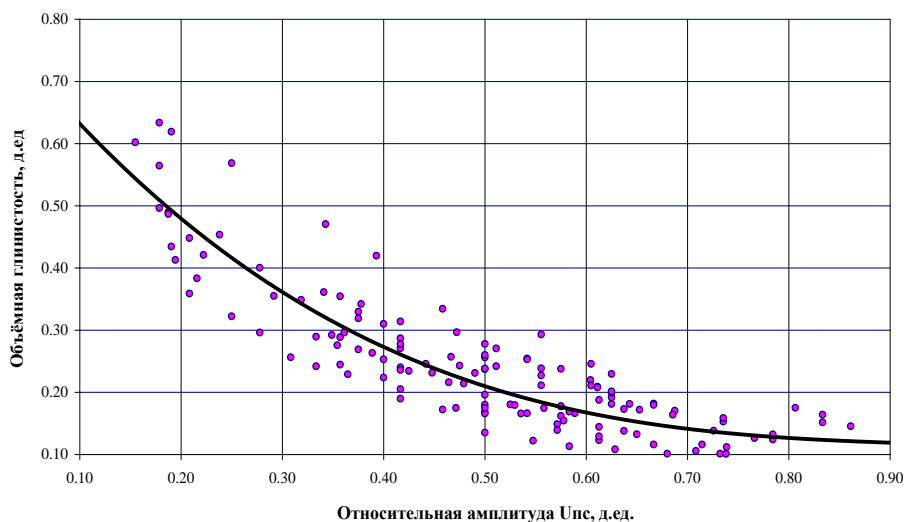


Рисунок 3.10 – Связь объёмной глинистости с параметром ПС

Значения глинистости находятся в диапазоне 0,05-0,33 д.ед., что близко с результатами определения объемной глинистости на керне (0,03-0,33 д.ед.). Таким образом, расчетная глинистость совпадает с керновыми определениями.

На рисунке 3.11 показан фрагмент результатов интерпретации по скважине №01, с использованием уравнений Инженерного Центра и ПЗ-2007 года. Как видно из рисунка, отмечается хорошая сходимость глинистости по ПС и ГК в пластах коллекторах, определенных по разным уравнениям с глинистостью по керну. Рекомендуем для расчета глинистости по ПС использовать уравнение ПЗ-2006 года так как по полученной связи расчетная кривая по ПС не сходится с глинистостью по керну. Для расчета глинистости по методу ГК использовать уравнение полученное авторами 2016 года.

Исходя из анализа характеристик  $K_{глСП}$ ,  $K_{глГК}$  при интерпретации материалов ГИС по части скважин, в которых не отмечаются резкое изменение амплитуды кривой СП, или смена знака полярности, обусловленные опреснением пластовых флюидов, для более достоверного учета глинистых составляющих в пластах-коллекторах, в качестве глинистости для оценки открытой пористости целесообразно использовать величину глинистости как среднюю величину между  $K_{глСП}$ ,  $K_{глГК}$ , при их хорошей сходимости.

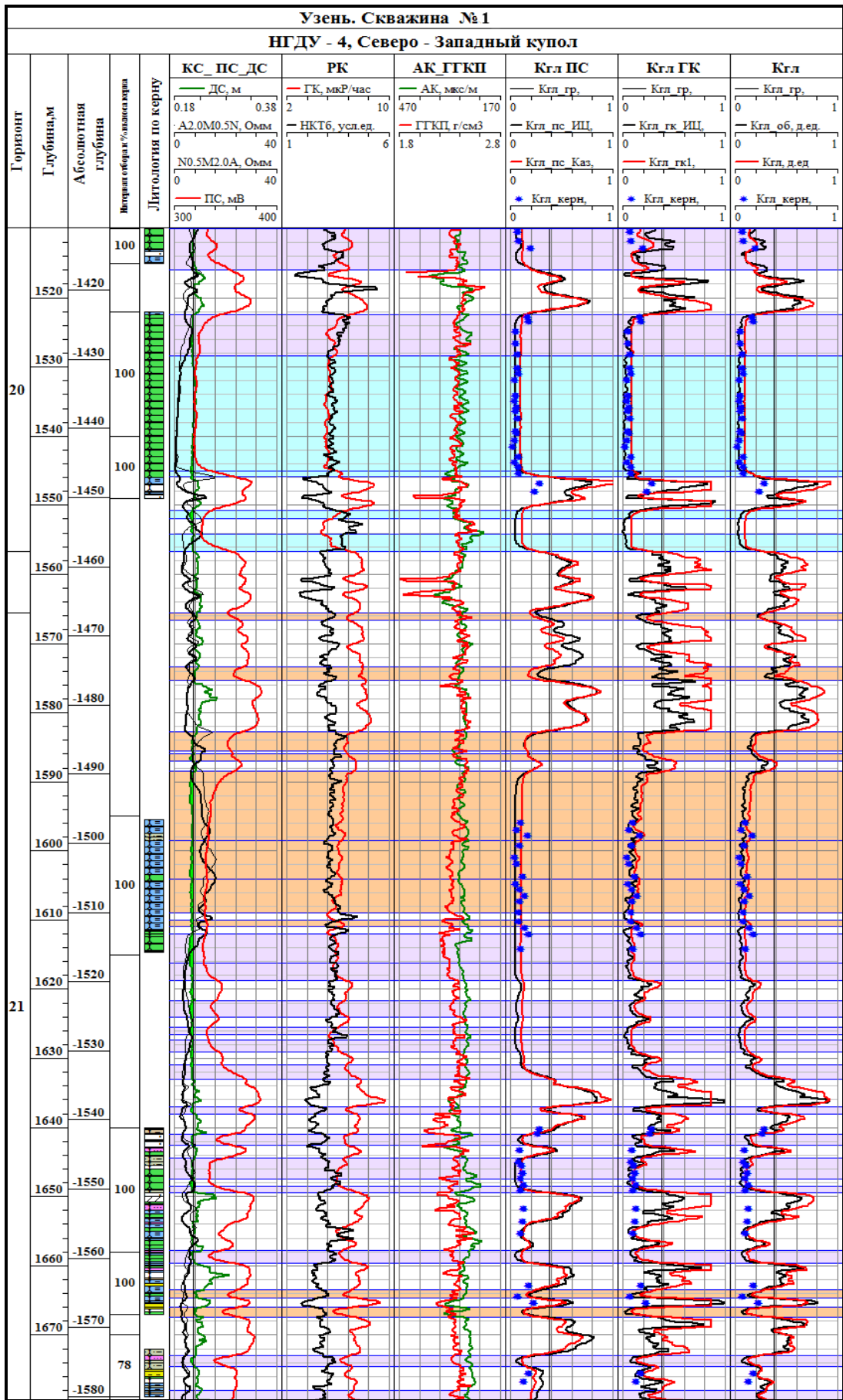


Рисунок 011– фрагмент интерпретации скв. №1

### 3.3 Оценка пористости.

Коэффициент пористости это один из основных подсчетных параметров и определяется по данным керна и результатам интерпретации данных ГИС. От точности расчетов пористости зависит достоверность оценки запасов нефти. Коэффициент пористости коллекторов определяется по методам потенциалов собственной поляризации (ПС), нейтронные методы (НКТ, НГК), гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) и акустического (АК).

Определение пористости по плотностному каротажу ГГК-п, рассчитывалось по зависимости [5] (формула 3.11):

$$K_{пГГК-П} = (\sigma_{ск} - \text{ГГК-П}) / (\sigma_{ск} - \sigma_{ж}), \quad (3.11)$$

где плотность жидкости  $\delta_{ж} = 1.0 \text{ г/см}^3$ , а минералогическая плотность породы  $\delta_{ск}$  определена по керну с учетом литологии и составляет  $2.66 \text{ г/см}^3$ .

Оценка коэффициента пористости, в подавляющем большинстве скважин, выполнена по нейтронному каротажу с учетом глинистости. Использована связь водородосодержания (W) с двойным разностным параметром метода НГК –  $\Delta In\gamma$ . Определение  $\Delta In\gamma$  выполнялось по формуле (3.12):

$$\Delta In\gamma = (In\gamma_{nl} - In\gamma_{min}) / (In\gamma_{max} - In_{min}), \quad (3.12)$$

где  $In\gamma_{nl}$ ,  $In\gamma_{max}$ ,  $In_{min}$  – интенсивности вторичного гамма-излучения против интерпретируемого пласта (неглинистого валанжинского песчаника (12 горизонт)) и опорных пластов. Связь W с величиной двойного разностного параметра описана уравнением (3.13):

$$W = 10^{(\Delta In\gamma + 0.78) / (-3.135)} \quad (3.13)$$

при условии, что водородосодержание песчаника 12 горизонта (первый опорный пласт) равно 0.27 д. ед.; водородосодержание размытой глины в оксфорде (второй опорный пласт) – 0.56 д. ед.

Коэффициент пористости коллекторов определялся как разность между общим водородосодержанием и водородосодержанием глин (формула 3.14):

$$K_n = W - K_{zn} \cdot W_{gl} \cdot 0.09, \quad (3.14)$$

где  $W_{gl} = 0.32$

При обработке данных однозондового НГК в скважинах старого фонда, рекомендуется применять метод нормализации кривой водородосодержания по двум опорным пластам, при условии, что водородосодержание песчаника 12 горизонта (первый опорный пласт) равно 0.27 д. ед.; водородосодержание

размытой глины в оксфорде (второй опорный пласт) – от 0.38 до 0.42 д. ед. Нормализация водородосодержания показана на примере скважины №06 (1986 г.) в таблице 3.4 и на рисунке 3.12.

Таблица 3.04 – Параметры для расчета водородосодержания по опорным пластам

Опорные пласты	НГК_1	W_1 %	НГК_2	W_2 %
Оксфордовские глины	1.31	38	1.31	56
Валанжинский ярус	1.95	27	1.95	27

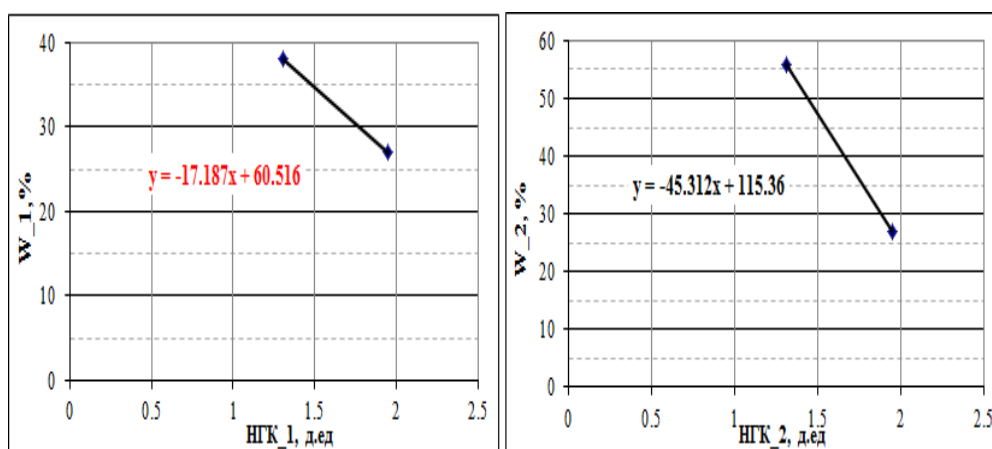


Рисунок 3.12 – Нормализация водородосодержания

При использовании данной зависимости пористость по нейтронному каротажу более дифференцированная и не завышает пористость как коллекторах так и в глинах рисунок 3.13.

Для скважин, в которых проведена запись 2-х зондового ННК, необходимо использовать нормированную кривую водородосодержания  $W(NPHI)$ .

Для расчета пористости по кривой АК использовалось уравнение Ханта-Раймера-Гарднера, как наиболее приемлемое для слабосцементированных пород (3.15):

$$Kn = 0.65 * ((\Delta T - \Delta T_{ск}) / \Delta T) - K_{гл} * 0.65 * ((T_{гл} - \Delta T_{ск}) / T_{гл}) \quad (3.15)$$

где общая пористость  $Kn$  рассчитывается по формуле  $Kn = 0.65 * ((\Delta T - \Delta T_{ск}) / \Delta T)$ ;  $\Delta T$ , мкс/м – текущее значение интервального времени пробега продольной волны;  $\Delta T_{ск} = 176$  мкс/м – значение интервального времени пробега продольной волны в скелете породы, по данным анализа керна скважины определено время пробега в скелете породы ( $\Delta T_{ск}$ ).



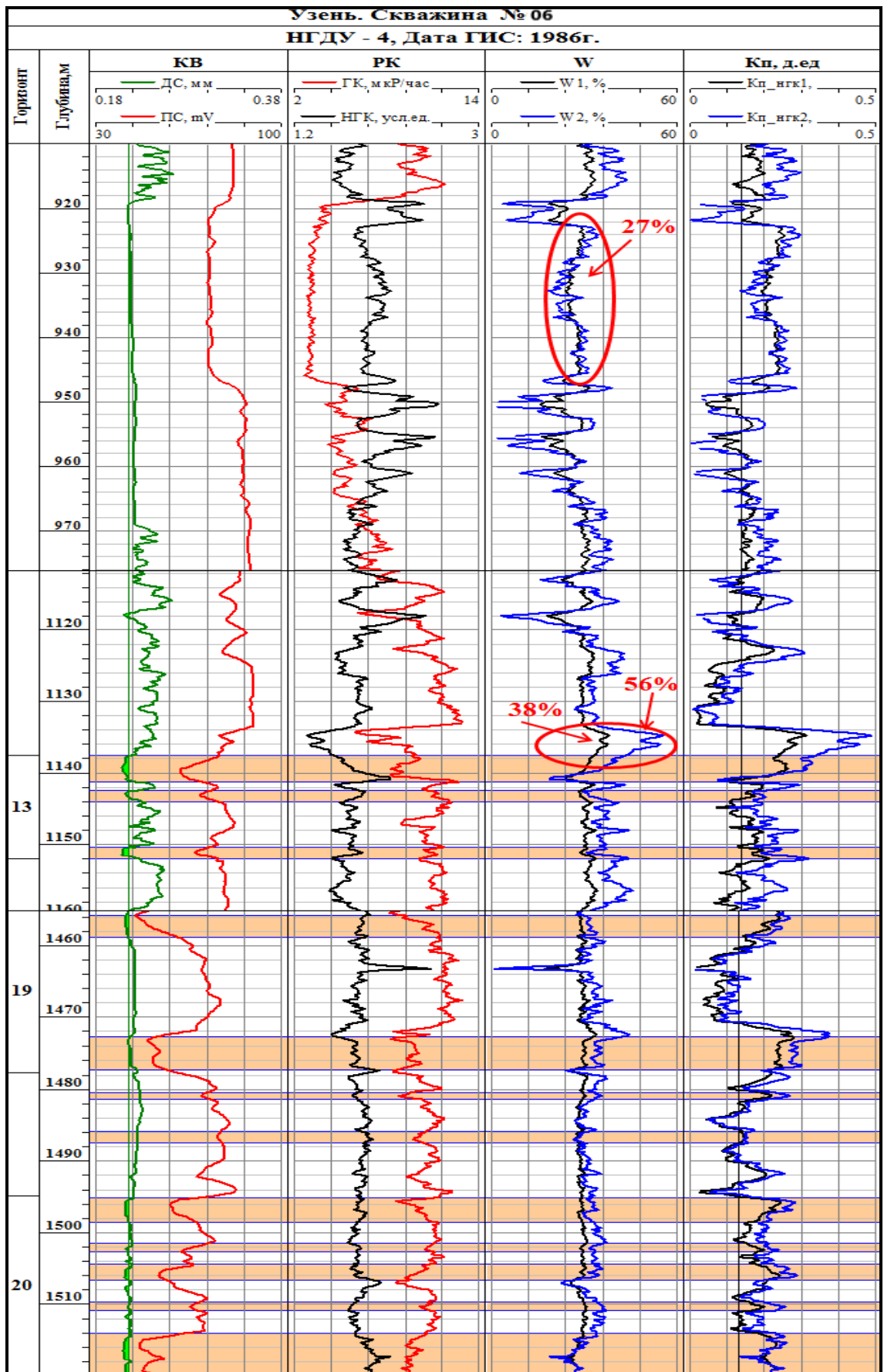


Рисунок 013– фрагмент нормализации водородосодержания на планшете скв. №06

На рисунке 3.14 приведен график определения  $\Delta T_{ск}$  по данным анализа керна [8];  $c$  – коэффициент упругости, в зависимости от консолидации пород изменяется в диапазоне 0,65-0,8 (справочник по интерпретации западных приборов);  $T_{гл}$  мкс/м – интервальное время пробега в глинистых перемычках 13-16 горизонтов ( $\Delta T_{гл}=345\pm 15$  мкс/м);  $K_{гл}$  – объемная глинистость.

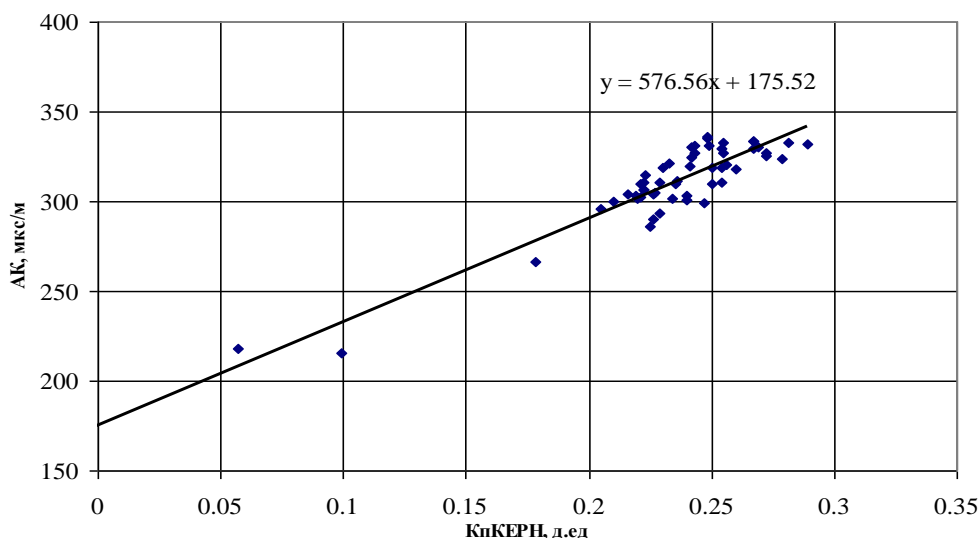


Рисунок 3.14 – Определение значения  $\Delta T_{ск}$  по скважине

*Водородосодержание глин.* Выше было отмечено, что для терригенного разреза водородосодержание глин  $W_{гл}=0.32$ . Проведя анализ имеющихся данных дифракционного анализа, проведенных в лаборатории Каспиймунайгаз, был рассчитан водородный индекс минералов содержащихся в глинистой фракции. В соответствии с данными разработками рекомендуется принимать для  $W_{гл}$  среднее 0.31, что подтверждает значение 0.32 д.ед, учтенное в Подсчете Запасов 2007 года.

### 3.4 Оценка нефтегазонасыщенности

Коэффициент нефтегазонасыщенности ( $K_{нг}$ ) определялся по уравнению Арчи с использованием следующих петрофизических зависимостей описанных полученных на керне новых скважин при моделировании пластовых условий:

для необводненных коллекторов:

$$P_{п}=0,9922 * K_{п}^{-1,88} \quad (3.16)$$

$$P_{н}=1,1402 * K_{в}^{-2,0} \quad (3.17)$$

для обводненных коллекторов



$$R_{\Pi}=0,994 \cdot K_{\Pi}^{-1,82} \quad (3.18)$$

$$R_{H}=1,025 \cdot K_{B}^{-1,85} \quad (3.19)$$

Относительное сопротивление  $R_H$  рассчитывалось как отношение сопротивления интерпретируемого пласта  $R_{\Pi}$  к сопротивлению этого пласта при 100% водонасыщении  $R_{ВП}$ :

$$R_H=R_{\Pi}/R_{ВП} \quad (3.20)$$

Сопротивление интерпретируемого пласта  $R_{\Pi}$  определялось, преимущественно, по кривым больших зондов ВИКИЗ, но также оценивалось, исходя из каждого конкретного случая, по принципам, изложенным выше; сопротивление 100% водонасыщенного пласта рассчитывалось по зависимости:

$$R_{ВП}=R_B \cdot R_{\Pi} \quad (3.21)$$

где  $R_B$  – сопротивление пластовой воды, равной:

0,027 – 0,022 Ом\*м – для 19 – 24 горизонтов;

Критериями деления интервалов на обводненный и необводненный коллектор являются следующие положения:

- Характер проникновения по ВИКИЗ и БК/МБК – наличие повышающего/ понижающего проникновения;
- Уровень сопротивлений по БК и большой зонд ВИКИЗ.

### 3.5 Оценка проницаемости.

Величина проницаемости в значительной мере зависит от сечения и извилистости поровых каналов, то есть от фракционного состава и степени цементации. На рисунке 3.13 представлено уравнение по зависимости проницаемости от пористости по керну.

Для совокупности песчаник + алевролиты + песчаник карбонатный коэффициент проницаемости рассчитывается по формуле (3.22) [9]:

$$K_{пр\_общ}=0,0001 \cdot 2,71^{(0,5851 \cdot K_{\Pi})} \quad (3.22)$$

Для алевролитов (3.23):

$$K_{пр\_алев}=0,0006 \cdot 2,71^{(0,4457 \cdot K_{\Pi})} \quad (3.23)$$

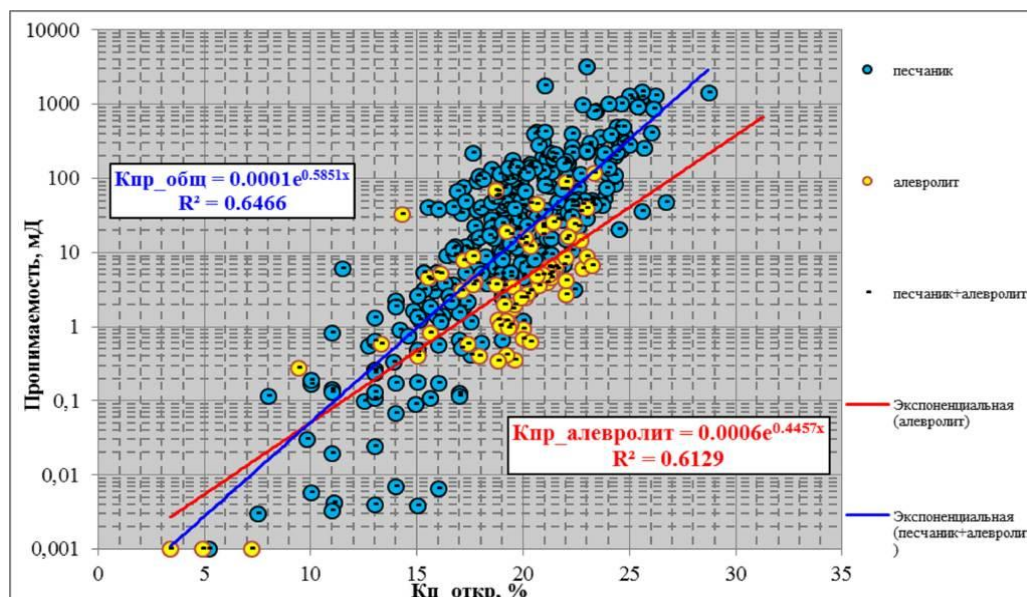


Рисунок 3.13 – Зависимость проницаемости от пористости

## Выводы

Таким образом, в данной главе магистерской диссертации был выполнен сбор и обобщение петрофизических, геофизических, гидродинамических и промысловых данных на основе 27 скважин с различным выносом керна. Качественно новый этап изучения продуктивных коллекторов связан с 4 скважинами, вынос керна в которых составляет 86%, что соответствует новым критериям Подсчета Запасов.

По результатам выполненных лабораторных исследований получены данные по литолого-физическим и фильтрационно-емкостным свойствам пород, слагающих 19-24 продуктивные горизонты. В рамках данной работы показаны результаты дополнительных лабораторных исследований керна и оценки граничных значений коллекторов, необходимых для создания обновленной петрофизической модели обеспечения интерпретации материалов ГИС. Особая роль при решении данной задачи отводилась выбору аппаратуры, поскольку обязательный комплекс ГИС в условиях тонкослоистого разреза или в одиночных тонких пластах не обеспечивает надежного выделения и оценку геофизических параметров тонких прослоев коллекторов из-за вертикальных ошибок измерений аппаратуры. Исходя из этого принципа, все лабораторные измерения выполнены с использованием современной высокоточной аппаратуры.

По материалам петрофизических и геофизических исследований уточнены петрофизические и емкостно-фильтрационные особенности, текстурно-структурные характеристики, разработана единая методика для интерпретации ГИС и выделения эффективных толщин неоднозначных сложнопостроенных коллекторов со слоистой текстурой юрских горизонтов месторождения Узень и рекомендуется для использования.

## 4 Опробование разработанной методики интерпретации данных ГИС на месторождении Узень по продуктивным горизонтам 19-24

### 4.1 Результаты опробование скважин

Несмотря на большую глубину многих методов, обязательный комплекс ГИС не обеспечивает надежного выделения и оценку геофизических параметров тонких прослоев коллекторов из-за достаточно грубых вертикальных характеристик аппаратуры. Это утверждение справедливо, как для интервалов тонкослоистого разреза, так и в одиночных тонких пластах. Стандартные микрометоды позволяют расчленять разрез и выделять пропластки до 0,3-0,4 м, тогда как переслаивание включает слои и линзочки порядка нескольких сантиметров и нередко менее 1 см [10].

Поэтому после разработки современной методики комплексной интерпретации данных ГИС для сложных пластов-коллекторов месторождения Узень немаловажным фактором является ее опробование. Сложными будем считать продуктивные горизонты со слоистой текстурой, имеющих неоднозначный литологический состав и сложную структуру пустотного пространства.

Отметим, что выполненный комплекс работ включал стандартные и специальные петрофизические исследования на керне, обязательные и детализированные геофизические исследования, опробование в открытом стволе и в обсаженной скважине.

Комплекс геофизических и специальных исследований, проведенных в пяти скважинах, представлен в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Выполненный комплекс ГИС по 5 скважинам

Скважина	Обязательные исследования														Специальные исследования		Вскрытый горизонт
	ПС	КВ	БКЗ	БК	ИК	МКЗ	БМК	Резистивности метрия	Т	ГК	ННК (2-х зонд)	АК	ГГК <sub>п</sub>	СГК	ФМИ	ЯМР	
01	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	21
02	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	23
03	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	22
04	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+				24
05	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+				19

Анализ таблицы показывает, что горизонты 19-24 были вскрыты разными скважинами. Вскрытие продуктивных отложений проводилось долотом диаметром 215,9 мм, в качестве промывочной жидкости использовались полимерные растворы с удельным весом – 1,34-1,36 г/см<sup>3</sup>;

вязкостью – 40-45 с; водоотдачей – 5-6 см<sup>3</sup> за 30 мин.; сопротивлением при пластовой температуре от 0,25 до 0,47 Ом·м.

Температура пластов в интервале юрской продуктивной толщи изменялась от 55°C (13 горизонт) до 75°C (скважина X – 23 горизонт).

Воды юрских отложений представляют собой рассолы хлоркальциевого типа. При пластовых температурах сопротивление пластовой воды изменяется в пределах 0,027 Ом·м в 19 горизонте и до 0,022 Ом·м – в 23 горизонте.

Опробование новой методики интерпретации ГИС было проведено на основе использования интерпретационной модели и петрофизических связей, полученных на новом керне при моделировании пластовых условий. Фрагмент результатов интерпретации представлен на Рисунке 4.1. Здесь мы видим наглядно увязанные интервалы отбора керна, литологию по макроописанию, результаты геофизических методов, литологическое расчленение разреза. Для оценки качества новой методики универсальными критериями выделения коллекторов являются такие коллекторские свойства, как глинистость, пористость и насыщение [11].

Определение глинистости проведено по данным ПС и ГК, принятая величина глинистости соответствовала или средним показаниям между этими методами или предпочтение отдавалось одной из кривых в зависимости от ситуации: влияние нагнетания на ПС или завышение ГК, необусловленное глинистостью; последнее контролировалось данными спектрометрического каротажа (СГК).

Расчет пористости проведен по данным нейтронного (НК), акустического (АК) и плотностного каротажа (ГГК-П). За плотность скелета породы принята величина  $B_{ск}=2,66$  г/см<sup>3</sup>, полученная по данным стандартных анализов керна, плотность флюида:  $B_{ж}=1$  г/см<sup>3</sup>; время пробега продольной волны в скелете:  $\Delta T_{ск}=176$  мкс/м, водородосодержание глин:  $W_{гл}=0,31$ . Необходимо отметить хорошую сопоставимость пористости всех методов, за исключением некоторых интервалов размыва ствола скважины. Как правило, принималась пористость, осредненная по всем трем методам или по одному или двум методам с учетом литологии, влияния искажающих факторов на показания кривых. Полученная пористость по ГИС, в основном, хорошо сопоставима с пористостью по керну, особенно это отмечено в интервалах сплошного отбора керна по разрезу, что свидетельствует о правильной настройке интерпретационной модели.

Коэффициент нефте-газонасыщенности рассчитывался по вышеприведенным петрофизическим зависимостям (глава 3, рисунок 3.5) при моделировании пластовых условий. За величину сопротивления пласта чаще принималось значение, полученное по данным ВИКИЗа, в случае глубокого проникновения фильтрата в пласт и при условии достаточной его мощности – по данным БКЗ.

В данной работе были использованы специальные методы ГИС такие как, электрический микросканер, FMI и ядерно-магнитный каротаж - ЯМК.

Запись FMI представлена в виде 2-х имиджей: динамического и статического. Поскольку глубина исследования метода составляет несколько сантиметров, измеренные величины электропроводности в коллекторах характеризуют полностью зону проникновения фильтрата бурового раствора. В открытых трещинах и кавернах измеренная электропроводность будет определяться, в основном, электропроводностью промывочной жидкости. Изменения электропроводности фиксируются различными оттенками, для чего используются оттенки 42-х градаций. Участки с меньшей электропроводностью выделяются более светлыми оттенками. Цветовая гамма может быть распространена на весь исследуемый разрез или достаточно большую его часть – так называемый статический имидж, и в пределах небольшого интервала скользящего по глубине, задаваемого интерпретатором – динамический имидж.

Статический имидж предназначен для изучения литостратиграфических и тектонических элементов разреза в целом. По динамическому имиджу устанавливаются структурные и текстурные особенности пород. Охват внутреннего диаметра скважины микроэлектрическим имиджером FMI составляет 87% в скважине диаметром 215,9 мм и дает развертку поверхности ствола аналогичную внешней поверхности керна. При достаточной электрической контрастности по результатам исследований микросканерами могут быть выделены детали разреза размером от 1 см и более. В данной работе FMI был использован с целью выделения интервалов слоистых и сложнопостроенных коллекторов.

На планшетах показан динамический имидж, где хорошо видны текстурные особенности пород. На рис. 4.1 в качестве примера представлен фрагмент разреза скважины 01-Узень с записью FMI, где на имидже четко различимы уплотнение относительно сложнопостроенного коллектора с мелкой слоистостью.

По данным ГИС, а именно по методу ГК видно что кривая показывает увеличение в сторону глинизации, что в большинстве случаев говорит о заглинизованности или переслаивании пород. Пористость по ГИС находится на уровне граничного и местами ниже граничного. Такие коллектора считаются как сложнопостроенные. На планшете выделены 2 интервала вскрытые перфорацией:

интервал пласта 1565,6 – 1566,6 м – сложнопостроенный коллектор с тонким чередованием слоев различных литотипов;

интервал пласта 1573,4 – 1575,4 - сложнопостроенный коллектор с тонким чередованием слоев различных литотипов.

Согласно ГИС-к интервалы как работающие не отмечаются.

На рис. 4.2 в качестве примера представлен фрагмент разреза скважины 02-Узень с записью FMI, где на имидже четко различимы уплотнение сложнопостроенного коллектора с мелкой слоистостью, которая подтверждается макроописанием керна (литологическая колонка на планшете). По данным ГИС, а именно по методу ГК видно что кривая

показывает увеличение в сторону глинизации, что в большинстве случаев говорит о заглинизированности или переслаивании пород. Пористость по ГИС находится на уровне граничного и местами ниже граничного. Такие коллектора считаются как сложнопостроенные.

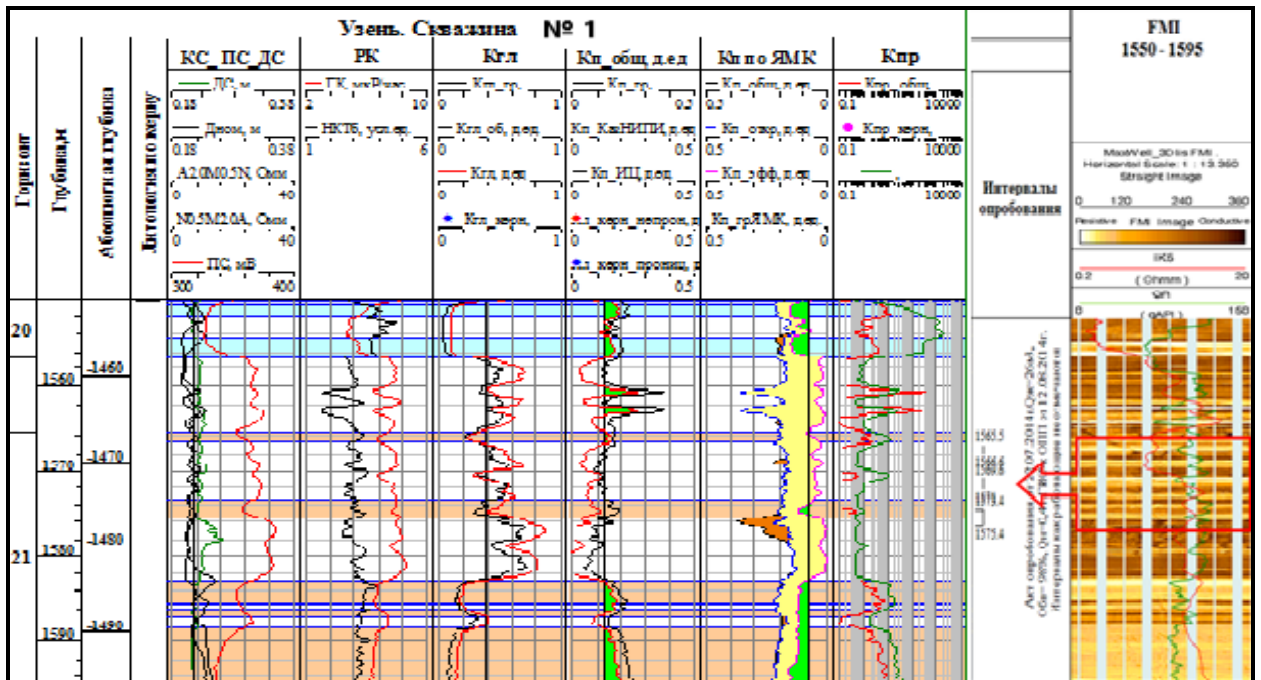


Рисунок 4.1– Скважина 01-Узень. Пример использования FMI для выделения сложнопостроенных коллекторов.

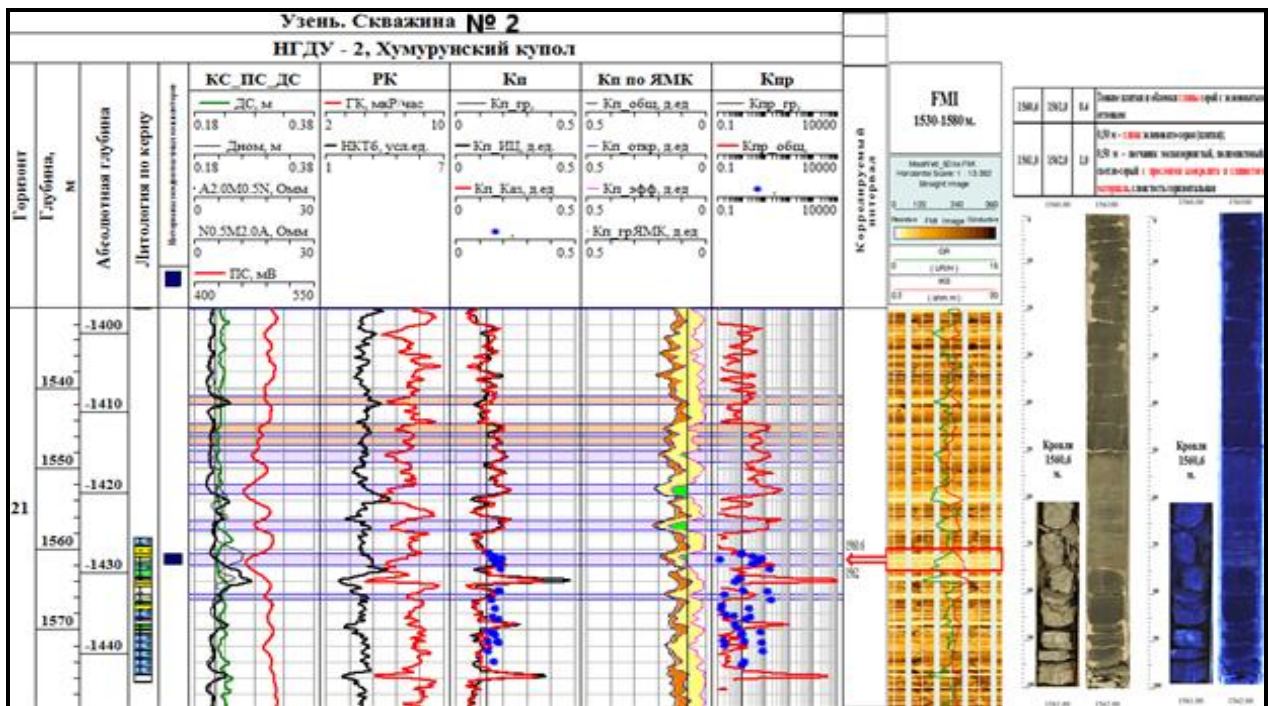


Рисунок 4.2- Скважина 02-Узень. Комплексная оценка коллекторов по данным ГИС и исследований на керне.

Фотографии керна в дневном и ультрафиолетовом свете (УФ) подтверждают разнотипность коллекторов. По фотографии в УФ можно посчитать толщину светящихся слоев, что свидетельствует о присутствии в них УВ. Такая толщина составляет примерно,  $\frac{1}{2}$  от всей толщины породы, выделенной как коллектор.

Представленная информация по тестированию неоднозначных коллекторов табличное приложение 5, доказывает правомерность такого подхода, показывая слабые добывные свойства интервалов, их низкие фильтрационные характеристики. Из-за невозможности точного математического расчета в каждом конкретном случае по разным причинам применяется коэффициент 0,5 как среднестатистическое равновероятностное событие при неоднозначной ситуации.

Не во всех коллекторах такого типа возможно оценить достоверно параметры коллектора. Фильтрационно-емкостные свойства составляющих слоев породы в сложнопостроенных коллекторах меняются, иногда резко, от слоя к слою, в результате чего фиксируемые геофизические параметры не отражают достоверные характеристики пласта как коллектора, особенно в маломощных пластах.

По ГИС эти пласты чаще всего характеризуются параметрами коллектора, близкими к граничным. Тем не менее, наличие качественных признаков проникновения позволяет относить их к коллекторам. По этой причине часть таких пластов приводится без параметров.

## **Выводы**

Итоги выполненных в данной главе исследований сводятся к следующим основным результатам:

1. Основным критерием подбора скважин для анализа результатов геофизических методов является наличие керна. Исходя из данного принципа, геофизические исследования были проанализированы в 4 новых скважинах месторождения Узень, выход керна из которых составил 86%. Таким образом, в наличии у исследователей оказалось довольно обширная информация, на основе которой была разработана петрофизическая модель месторождения;

2. На основе исследований доказано, что при использовании качественных современных приборов, можно выделить макронеоднородные интервалы толщиной от 0,4 м и выше, тогда как микронеоднородные интервалы толщиной от 1 см до 40 см можно установить только по результатам комплексного изучения керна;

3. Необходимо отметить хорошую сопоставимость пористости, определенной разными методами, за исключением некоторых интервалов размыва ствола скважины. Полученная пористость по ГИС, в основном, хорошо сопоставима с пористостью по керну, особенно это отмечено в интервалах сплошного отбора керна по разрезу (к примеру, скважина 02 -



Узень), что свидетельствует о правильной настройке интерпретационной модели

4. Обязательный комплекс ГИС, в интервалах тонкослоистого разреза или в одиночных тонких пластах из-за вертикальных погрешностей характеристик аппаратуры могут не обеспечивать надежного выделения и оценку геофизических параметров тонких прослоев коллекторов. Поэтому в специальные исследования были включены замеры электрического микросканера (FMI) и ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). В 5 скважинах по материалам керна уверенно выделены некоторые интервалы сложнопостроенных пластов (с тонким переслаиванием), которые стандартным комплексом ГИС характеризовались как однородные продуктивные коллекторы;

5. На динамическом имидже электрического микросканера (FMI) различимы уплотнения относительно однородных коллекторов и сложнопостроенных коллекторов с мелкой слоистостью, что подтверждается макроописанием керна;

6. На основе замеров проницаемости на полноразмерном керне, фотографиях керна в дневном и ультрафиолетовом свете (УФ) представлены очевидные доказательства правомерности применения коэффициента  $\frac{1}{2}$  от всей толщины неоднозначного интервала, выделенного как коллектор.

Таким образом, мы видим, что по материалам геофизических исследований скважин уточнены петрофизические и емкостно-фильтрационные особенности, текстурно-структурные характеристики, уточнена методика для интерпретации ГИС и выделения эффективных толщин неоднозначных сложнопостроенных коллекторов со слоистой текстурой юрских горизонтов месторождения Узень. Все геофизические параметры проверены специальными методами и методиками и показывают довольно высокую их сопоставимость. Данные исследования помогут бороться с возможными завышениями эффективных толщин, параметров пористости и нефтенасыщенности, что в конечном итоге может привести к необоснованному увеличению запасов нефти в целом по месторождению.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации были выполнены сбор и обработка петрофизических, геофизических, гидродинамических, промысловых исходных данных. На основе анализа, выполненного автором работы, показано, что за весь период разведки и разработки месторождения Узень 19-24 горизонтов пробурено 27 скважин с различным выносом керна. Стандартные исследования были проведены на 1597 образцах керна, в том числе определение минералогической плотности 1233 образца, пористости 1581 образец, проницаемости 1430 образцов, насыщенностью нефть и водой 336 и 350 соответственно, гранулометрический состав определен на 565 образцах, карбонатность – на 524 образцах. Таким образом, исследования автора диссертации основывались на представительной петрофизической базе данных.

По результатам выполненных лабораторных исследований, в которых автор принимал непосредственное участие, получены данные по литолого-физическим и фильтрационно-емкостным свойствам пород, слагающим 19-24 продуктивные горизонты. В рамках данной работы проведены дополнительные лабораторные исследования керна и оценка граничных значений коллекторов, необходимых для создания обновленной петрофизической основы обеспечения интерпретации материалов ГИС. Геофизические исследования выполнены в 5 скважинах в полном объеме обязательного комплекса. Детализированные или специальные (FMI, ЯМК) исследования выполнены, в 3 скважинах: 01, 02, и 03 месторождения. По результатам выполненных работ проведена полная интерпретация ГИС в скважинах на основе использования интерпретационной модели, построенной по петрофизическим связям, полученным на новом керне при моделировании пластовых условий.

При использовании качественных современных приборов, можно выделить макро неоднородные интервалы толщиной от 0,4 м и выше, тогда как микрон неоднородные интервалы толщиной от 1 см до 40 см можно установить только по результатам комплексного изучения керна. Обязательный комплекс ГИС, в интервалах тонкослоистого разреза или в одиночных тонких пластах не обеспечивает надежного выделения и оценку геофизических параметров тонких прослоев коллекторов из-за достаточно грубых вертикальных характеристик аппаратуры.

Запись электрического микросканера (FMI) представлена в виде 2-х имиджей: динамического и статического. При достаточной электрической контрастности динамического имиджа, по результатам исследований микросканерами могут быть выделены детали разреза размером от 1 см и более. На динамическом имидже различимы уплотнения относительно однородных коллекторов и сложнопостроенных коллекторов с мелкой слоистостью, что подтверждается макроописанием керна.

Фильтрационно-емкостные свойства составляющих слоев породы в сложнопостроенных коллекторах меняются, иногда резко, от слоя к слою, в результате чего фиксируемые геофизические параметры не отражают достоверные характеристики пласта как коллектора, особенно в маломощных пластах. Из-за невозможности точного математического расчета в каждом конкретном случае по разным причинам применяется коэффициент 0,5 как среднестатистическое равновероятностное событие при неоднозначной ситуации.

По ГИС интервалы сложнопостроенных коллекторов чаще всего характеризуются параметрами коллектора, близкими к граничным. Тем не менее, наличие качественных признаков проникновения позволяет относить их к коллекторам.

Необходимо отметить, в 4 скважинах по материалам керна уверенно выделялись некоторые интервалы сложнопостроенных пластов (с тонким переслаиванием), которые стандартным комплексом ГИС характеризовались как однородные продуктивные коллекторы.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Г.Чиндаулова, Умирова Г.К. Методика создания единой схемы интерпретации данных ГИС для 19-24 горизонтов месторождения Узень. Материалы Международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений». г.Актау, 16-17 мая 2019 г.
- 2 В.И. Петерсилье «Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом», Москва-Тверь, 2003 г.
- 3 Магдеев М.Ш. Разработка методики интерпретации данных ГИС для обнаружения источников обводнения многопластового нефтяного месторождения на поздней стадии эксплуатации. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.10 - геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых. - Москва. – 2011г.
- 4 Закиров И.С. Уточнение модели пласта по фактическим данным разработки месторождения. //Геология нефти и газа. 1997. №11.
- 5 Исследование призабойной зоны. К. Аурия, П.Бегин, О. Бойд и др. // Нефтегазовое обозрение. 2002. осень. - С.4-45.
- 6 Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин. М. РГУ НГ, с.
- 7 Подсчет запасов нефти и газа 19-24 горизонтов месторождения Узень Мангистауской области. Отчет по договору № 1710/17 в 6-ти томах. АО «КазНИПИМунайгаз». г. Актау. 2007г.
- 8 «Уточнение методики интерпретации ГИС» для месторождения Узень (19-24 горизонты) Отчет по договору № 2652-22.
- 9 ГОСТ 21 153.0-75- ГОСТ 21153.7-75 Методы физических испытаний. Отбор проб и общие требования к методам физических испытаний.
- 10М. Көлдей, А. Тлеужанов, А. Сағынбаева. Отчет «Уточнение методики интерпретации ГИС» для месторождения Узень (19-24 горизонты). Актау, 2016 г.
- 11Лопатин А. Ю. «Разработка автоматизированной методики комплексной интерпретации данных ГИС применительно к сложным карбонатным коллекторам». Реферат диссертации на соискание степени кандидата технических наук, Москва, 2000 г.
- 12Подсчет запасов нефти и газа 19-24 горизонтов месторождения Узень Мангистауской области. Отчет по договору № 1710/17 в 6-ти томах. АО «КазНИПИМунайгаз». г. Актау. 2007 г.