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

Опарин Александр Васильевич

Анализ геолого-геофизических данных для определения подсчетных параметров по продуктивному горизонту меловых отложений (М-0-3) . (На примере месторождения Кызылординской области РК)

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. 822.2

На правах рукописи

Опарин Александр Васильевич

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание академической степени магистра

Название диссертации	Анализ геолого-геофизических данных для определения подсчетных параметров по продуктивному горизонту меловых отложений (М-0-3) . (На примере м-я Кызылординской области РК)
Направление подготовки	6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Научный руководитель,
профессор кафедры геофизики

Истекова С.А.
«27» июня 2020 г.

Рецензент

Степаненко Н.П.
«26» июня 2020г.

Нормоконтроль,

Алиакбар М.М.
«30» июня 2020 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведущий кафедрой
Геофизики доктор геолого – минералогических наук,
профессор

Абетов А.Е.
«30» июня 2020 г.

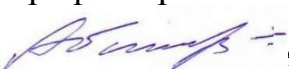
Алматы 2020

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
“30” июня 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Опарину Александру Васильевичу
Тема магистерской диссертации: Анализ геолого-геофизических данных для определения подсчетных параметров по продуктивному горизонту меловых отложений (М-0-3) . (На примере м-я Кызылординской области РК)
Утверждена приказом по университету № 1193-м от 29 октября 2018 г.
Срок сдачи законченной работы « 2 » июля 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: *Геологические, геофизические, текстовые и графические материалы.*

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

1.Доизучение геологического строения месторождения:

-струтурно-тектонического строения залежей по результатам сейсмических работ; (контур залежи, площадь)

-литологического расчленения и корреляции разрезов скважин по данным ГИС;

2.Выделение пластов-коллекторов, определение эффективной мощности пластов по результатам комплексного анализа данных ГИС и результатов бурения;

3.Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (коэффициента глинистости, пористости; газонасыщения) по результатам комплексного анализа данных ГИС и керна скважин;

4. Определение подсчетных параметров на основе комплексной геолого-геофизической и промысловой информации по пробуренным скважинам.

Рекомендуемая основная литература:

1 Бондаренко В.М., Ларионов А.М., Демуре Г.В. «Общий курс

2 Хмелевского В.К. Геофизические методы исследования. Москва, «Недра». 1988 г.

3 Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПТА, 2003.

4 Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. Промысловая геофизика.М Недра, 2004.

5 Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – Минск, 1990г.

6 Латышова М.Г., «Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин» М., Недра, 1981, 182 с.

7 Элланский М.М., Трунова М.И. Основы геологии нефти и газа. - М. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001..

8 Геология СССР. Западный Казахстан. Том 21, Москва, «Недра», 1970 г.

9 Развитие и нефтегазоносность Южно-Торгайского бассейна. Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., Давыдов Н.Г., Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х.

10 The Geological Interpretation of Well Logs. Malcolm Rider. 2006.

11 Жданов М.А. «Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа», 1970г

12 Классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа», Алматы, 1997г

СОДЕРЖАНИЕ

Введение 11
1 Обоснование исследований 13
2 Характеристика исходных данных 17
2.1 Геолого-геофизическая изученность района исследований 17
2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза 20
2.3 Тектоническая характеристика месторождения 24
2.4 Нефтегазоносность 26
2.5 Сейсморазведочные исследования 29
2.6 Освещенность керном продуктивных отложений 30
2.7 Промыслово-геофизические исследования скважин (ГИС) 32
2.8 Методика и результаты опробования скважин 37
3 Анализ результатов и оценка эффективности комплексных промысловых и геофизических исследований 39
3.1 Анализ результатов сейсмических исследований параметров. 39
3.2 Анализ результатов и оценка эффективности комплексных промысловых и геофизических исследований скважин 46
3.2.1 Методика выделения эффективных толщин и характеристика пластов-коллекторов 46
3.2.2 Определение литологии 47
3.2.3 Определение коэффициента глинистости 48
3.2.4 Определение коэффициента пористости 48
3.2.5 Определение коэффициента нефтенасыщенности 52
3.2.6 Определение газо-водяных, газонефтяных и водонефтяных контактов 53
3.2.7 Комплекс и методы лабораторного изучения керна 55
4 Результаты исследования 60
4.1 Литологическая характеристика пород-коллекторов и покрышек продуктивных горизонтов. 60
4.2 Определение коллекторских свойств пород 62
4.3 Тип коллектора и граничные значения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов 75
4.4 Тип Обоснование ГНК и ВНК - 77
4.5 Определения подсчетных параметров по продуктивному горизонту меловых отложений (М-0-3) 81
Заключение 84
Список использованной литературы 86
Приложение А 87

ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Обоснование исследований Характеристика исходных данных	10.05.2020 г.	
Анализ результатов и оценка эффективности комплексных промысловых и геофизических исследований	06.06.2020 г.	
Результаты исследования	16.06.2020г.	

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, И.О. Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Обоснование исследований Характеристика исходных данных	Умирова Г.К. Доктор PhD,Сениор-лектор	13.05.2020	
Анализ результатов и оценка эффективности комплексных промысловых и геофизических исследований	Умирова Г.К. Доктор PhD,Сениор-лектор	27.01.2020 г.	
Результаты исследования	Шарапатов А.Ш. Кандидат геолого-мин.наук, ассоц. профессор	15.02.2020г.	
Нормоконтролер	Алиакбар М.М. тьютор	30.06.2020г.	

Научный руководитель _____ Истекова С.А.

Задание принял к исполнению магистрант_____Опарин А.В.

Дата "02" июля 2020 г.

АННОТАЦИЯ

Магистерская работа посвящена оценки возможности проведения геолого-геофизических исследований для изучения литологической и петрофизической неоднородности продуктивных горизонтов месторождения Коныс и оценке подсчетных параметров по продуктивному горизонту терригенных меловых отложений (М-0-3)

На примере месторождения Коныс проведен анализ и оценка возможности комплексной интерпретации геолого-геофизических данных для изучения струтурно-тектонического строения залежей по результатам сейсмических работ; (контур залежи, площадь), детального расчленения разреза с выделением продуктивных пластов, определения эффективных толщин продуктивных пластов и их неоднородности, определения коэффициентов песчанистости, глинистости, пористости и др. коллекторских свойств; определения начальных параметров нефте(газо)насыщенности пластов, положений ВНК и ГЖК. В диссертации критически проанализированы техника и технология геофизических исследований. Дана оценка качеству полевых геофизических исследований скважин, достоверности построенных каротажных диаграмм, Показаны результаты комплексной интерпретации геофизических исследований скважин и результатов лабораторных анализов керна.

АҢДАТПА

Магистранттың жұмысы Қоныс кен орнының өнімді горизонтының литологиялық және петрофизикалық гетерогенділігін зерттеу үшін геологиялық және геофизикалық зерттеулер жүргізу мүмкіндіктерін бағалауға және терригенді бор кен орындарының өнімді горизонты үшін есептік параметрлерді бағалауға арналған (М-0-3).

Қоныс кен орнының мысалында сейсмикалық жұмыстардың нәтижелері бойынша кен орындарының құрылымдық және тектоникалық құрылымын зерттеу үшін геологиялық және геофизикалық мәліметтерді жан-жақты түсіндіру мүмкіндігін талдау және бағалау жүргізілді; (резервуардың контуры, ауданы), өнімді құрылымды анықтаумен бөлімді егжей-тегжейлі бөлу, өнімді түзілімдердің тиімді қалыңдығын және олардың біртектілігін анықтау, құмдылығы, саздылығы, кеуектілігі және басқа резервуарлық қасиеттерін анықтау; резервуарлардың мұнай (газ) қанығуының бастапқы параметрлерін, мұнай-газ кешені мен газ-сұ байланыс жағдайын анықтау.

Диссертацияда геофизикалық зерттеулердің техникасы мен технологиясы сыни тұрғыдан талданады. Ұңғымаларды далалық геофизикалық түсірулердің сапасы, құрастырылған журналдардың сенімділігі бағаланады, ұңғымаларға геофизикалық түсірілімдердің жан-жақты түсіндірілуінің нәтижелері және зертханалық негізді талдау нәтижелері көрсетілген.

ANNOTATION

The master's thesis is devoted to assessing the possibility of geological and geophysical studies to study the lithological and petrophysical heterogeneity of the productive horizons of the Konys deposit and assessing the estimated parameters for the productive horizon of terrigenous chalk deposits (M-0-3)

On the example of the Konys deposit, an analysis and assessment of the possibility of a comprehensive interpretation of geological and geophysical data for studying the structural and tectonic structure of deposits according to the results of seismic work were carried out; (reservoir contour, area), detailed sectionalization of the section with the identification of productive formations, determination of effective thicknesses of productive formations and their heterogeneity, determination of sandiness, clayiness, porosity, and other reservoir properties; determination of the initial parameters of oil (gas) saturation of the reservoirs, the positions of oil water contact and GL C. The dissertation critically analyzes the technique and technology of geophysical research. An assessment is made of the quality of field geophysical surveys of wells, the reliability of the constructed logs. The results of a comprehensive interpretation of geophysical surveys of wells and the results of laboratory core analyzes are shown.

ВВЕДЕНИЕ

Тема дипломной работы: «Анализ геолого-геофизических данных для определения подсчетных параметров по продуктивному горизонту меловых отложений (М-0-3) (на примере месторождения Коныс Кызылординской области РК) »

Цель исследований: Оценка возможности геолого-геофизических исследований для изучения литологической и петрофизической неоднородности продуктивных горизонтов месторождения Коныс

В рамках написания дисертационной работы был проведен тщательный анализ комплексных геолого-геофизических исследований для получения подсчетных параметров при пересчете и подсчете запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов меловых отложений М-0-3 по месторождению Коныс Кызылординской области РК .

На примере месторождения Коныс проведен анализ и оценка возможности комплексной интерпретации геолого-геофизических данных для решения следующих задач:

1.Доизучение геологического строения месторождения:

-струтурно-тектонического строения залежей по результатам сейсмических работ; (контур залежи, площадь)

-литологического расчленения и корреляции разрезов скважин по данным ГИС;

2 Выделение пластов-коллекторов, определение эффективной мощности пластов по результатам комплексного анализа данных ГИС и результатов бурения;

3 Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (коэффициента глинистости, пористости; газонасыщения) по результатам комплексного анализа данных ГИС и керна скважин;

4 Определение подсчетных параметров на основе комплексной геолого-геофизической и промысловой информации по пробуренным скважинам.

Для эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений необходимо располагать не только общими сведениями о размерах (площади и мощности) и условиях залегания объектов разработки, но и детальными данными о их структуре, коллекторских свойствах и степени нефтегазонасыщения. Решение этих задач успешно осуществляются геофизическими методами исследования скважин, позволяющие изучить разрезы нефтяных и газовых скважин и особенно продуктивных горизонтов. Эти сведения позволяют наиболее точно подсчитать запасы нефти и газа, обосновано составить геологическую часть проекта разработки, и создать необходимые условия для эксплуатации залежей нефти и газа с максимальной эффективностью. В связи с этим цели и задачи, поставленные при выполнении в настоящей дипломной работы являются *весьма актуальными.*

Сложность работы состояла в корреляции разрезов по геофизическим диаграммам. Влияние различных факторов на проведение точной интерпретации при выявлении продуктивных горизонтов.(наличие глинистой корки и ее влияние на показания ННК, неоднородность пластов, качество геофизических диаграмм) значительно усложняло разделение пластов по нафте, газо и водоносности.

Методы научных исследований: анализ результатов сейсмических данных, каротажных диаграмм, лабораторных исследования керна для выявления перспективныхне нефть и газ горизонтов и определения подсчетных параметров меловых отложений.

Фактический материал. Магистерская работа составлена на основе материалов, собранных в процессе научных исследований в компании ТОО СП «Куатапломмунай». В процессе подготовки магистерской работы использовались литературные данные, обобщающие материалы и результаты геолого-геофизических исследований в Южно-Казахстанского межрегионального территориального департамента геологии и недропользования «Южказнедра», выполненные различными сервисными компаниями в последние годы, материалы Интернета.

Личный вклад. Автор являлся непосредственным участником проведения исследований, работая в компании Старшим геологом и занимаясь сбором, анализом и расчетами подсчетных параметров при проведении промыслово-геофизических исследований по месторождению Коныс.

Автором критически проанализированы техника и технология геофизических исследований скважин. Дана оценка качеству полевых геофизических исследований скважин, достоверности построенных каротажных диаграмм, Показаны результаты комплексной интерпретации геофизических исследований скважин и лабораторных анализов керна.

Результаты исследований. В работе проанализированы данные геофизических исследований скважин и лабораторных исследований керна, применяемые для расчета параметров, необходимых для подсчета запасов на месторождении Коныс.

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук Истекова С.А., научные консультанты: Умирова Г.К.,Шарапатов А.Ш. Алиакбар М.Н., которым автор выражает глубокую благодарность.

Дипломная работа содержит 87 страниц текста, в том числе 16 таблицы, 38 рисунка.

1 Обоснование исследований

На разных стадиях изучения месторождений — от поисков и: разведки до подсчета запасов, разработки и эксплуатации геофизическими методами решают различные геологические и технические задачи. На поздних стадиях разработки месторождений углеводородов при переподсчете запасов важно проведение комплексных промысловых и геофизических исследований скважин. Исходя из этого, используют различные комплексы геофизических исследований скважин (ГИС). При решении любой геологической задачи комплекс ГИС должен включать методы, несущие информацию об основных свойствах породы — пористости, глинистости, проницаемости, нефтегазонасыщенности.

Комплекс ГИС определяется целевым назначением скважин (опорные, параметрические, оценочные, поисковые, разведочные, эксплуатационные), особенностями геологического разреза, специфическими условиями бурения, характером ожидаемой геологической информации.

Типовые комплексы ГИС предназначены для типовых геолого-технических условий: для поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, для всего разреза и перспективных интервалов. Для опорных, параметрических и оценочных скважин типовые комплексы не составляются, так как эти скважины исследуют по индивидуальным программам.

На основе утвержденных типовых комплексов разрабатывают более конкретные обязательные комплексы ГИС, дифференцированные по группам нефтегазоносных провинций и охватывающие все районы деятельности отраслевых министерств. Обязательные комплексы ГИС учитывают специфику района и обеспечивают получение максимума информации при минимальных затратах средств и времени. По мере разработки новых эффективных методов ГИС и технического их обеспечения обязательные комплексы пересматривают.

Типовые и обязательные комплексы ГИС после утверждения в отраслевых министерствах действуют как руководящие документы, и их выполнение обязательно для всех буровых, геолого-поисковых, добывающих и геофизических предприятий этих министерств.

Промыслово-геофизические исследования включают геофизические, геолого-технологические и гидродинамические методы. Указанные исследования предусматриваются проектами на освоение и разработку месторождения и выполняются подрядным способом геофизическими предприятиями.

Специальные исследования скважин (каротаж — испытание — каротаж, метод двух растворов, закачка изотопов и др.) проводят по согласованному решению геологических и геофизических служб дополнительно к обязательному комплексу. Эти исследования предусматривают в проектах на строительство скважин.

Расширенный комплекс ГИС рекомендуется выполнять при изучении разреза поисковых скважин при наличии минимума априорной геологической информации о вскрываемом разрезе. Если задачи, поставленные перед

поисковым бурением, не удается решить комплексом основных методов ГИС, проводят дополнительные исследования.

В действующих и остановленных скважинах при контроле разработки нефтяных и газовых месторождений составляют аналогичные типовые и обязательные комплексы ГИС, которые подразделяются на полные и специальные. Полные комплексы ГИС применяют для одновременного решения нескольких задач контроля разработки: определения характера текущей насыщенности пласта, выявления затрубной циркуляции флюидов и пр. Специальные комплексы ГИС используют для решения частных задач контроля положения ВНК и ГВК в контрольных скважинах, изучения эксплуатационных характеристик работающих пластов и технического состояния скважин и т. д. Каждый комплекс ГИС включает основные и дополнительные методы. При контроле разработки месторождений комплексы ГИС также пересматривают в зависимости от конкретных геолого-технических условий, наличия аппаратуры, стадии выработки месторождения..

Обычно используется комплекс ГИС, состоящий из нескольких видов каротажа. Комплекс выбирается в зависимости от вида полезного ископаемого, на которое ведется разведка, геологического строения района, технических условий бурения и т.п.

Важной особенностью каротажа является возможность изучения физических свойств горных пород в условиях их естественного залегания.

Каротажная диаграмма отображает непрерывное изменение изучаемого параметра по разрезу скважины в заданном масштабе параметра и глубины .

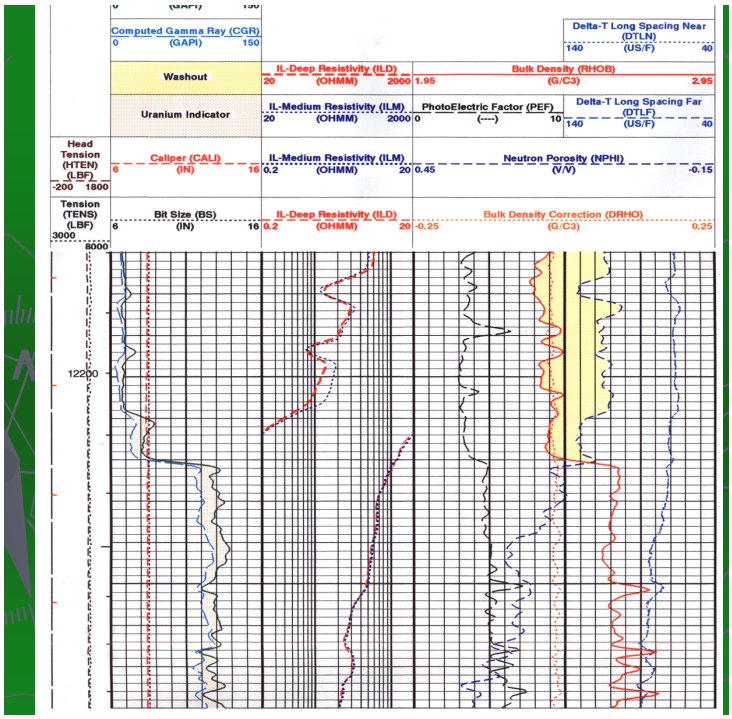


Рисунок 1 – Типичный набор диаграмм ГИС

В таблице 1 представлены типовые комплексы геофизических исследований в перспективных интервалах разреза поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин (масштаб глубин 1:200).

Таблица 1 – Методы ГИС

Категория скважин	Тип коллектора	Промывочная жидкость	Методы ГИС	
			основные	дополнительные
Поисковые	Грануляр ный	Пресная	ГТИ, КС, СП, БЭЗ, ИМ, БМ,ГМ, КНМ(МНМ)[2], ГГМ, АМ, МБМ, ОГ, ИПТ, ОПК, ДС, ЦМ, РС	МЗ, ЯММ, ГДМ,ИННМ, ЛП
		Соленая	ГТИ[1], БМ, ГМ, КНМ(МНМ)[2], ГГМ, АМ, МБМ, ОГ, ИПТ, ОПК, ДС, ЦМ	КС, СП, БЭЗ[3], ЯММ, ЛП ГДМ, ИННМ,
		Непроводя щая	ГТИ, ИМ, ГМ, КНМ(МНМ), ГГМ, АМ, МБМ, ОГ, ИПТ, ОПК, ДС, ЦМ	ЯММ, ГДМ, ДМ,ИННМ, ЛП
	Сложно построен ный	Пресная	ГТИ[1], КС, СП, БЭЗ, ИМ, БМ,ГМ, КНМ(МНМ), ГГМ, АМ, МБМ, МЗ,ОГ, ИПТ, ОПК, ДС, ЦМ, РС	ЯММ, ГДМ, ИМР, САТ, ДМ, ИННМ, ЛП
		Соленая	ГТИ[1], БМ, ГМ, КНМ(МНМ), ГГМ, АМ, МБМ, ОГ, ИПТ, ОПК, ДС, ЦМ	КС, СП, БЭЗ, ЯММ, ГДМ, ИМР, САТ, ИННМ, ЛП
		Непроводя щая	ГТИ[1], ИМ, ГМ, КНМ(МНМ), ГГМ, АМ, МБМ, ОГ, ИПТ, ОПК, ДС, ЦМ	ЯММ, ДМ, ГДМ, ИМР, САТ, ИННМ, ЛП
Разведоч ные	Грануляр ный	Пресная	ГТИ, КС, СП, БЭЗ, БМ, ИМ, ГМ, МБМ, КНМ(МНМ), НП, ОГ, ИПТ, ОПК, ДС, ЦМ, РС	МЗ,. АМ, ДМ, ЯММ, ГДМ, ИННМ, ЛП
		Соленая	ГТИ, БМ, ГМ, КНМ, ГГМ, МБМ, НП, ОГ, ИПТ, ОПТ, ОПК, ДС, ЦМ	КС, СП, БЭЗ[3], АМ, ЯММ, ГДМ, ИННМ, ЛП
		Непроводя щая	ГТИ, ИМ, ГМ, КНМ, ГГМ, ОГ, ИПТ, ОПК, ДС, ЦМ	АМ, ЯММ, ДМ, ГДМ, ИННМ, ЛП
	Сложно построен ный	Пресная	ГТИ, КС, СП, БЭЗ, БМ, ИМ, ГМ, КНМ, ГГМ, АМ, МБМ, МЗ, НП, ИННМ, ЛП ЦМ, ОГ, ИПГ, ОПК, ДС, РС	ЯММ, ГДМ, ИМР, ДМ, САТ, ИННМ, ЛП
		Соленая	ГТИ, БМ, ГМ, КНМ, ГГМ, АМ, ИМР, МБМ, НП, ОГ, ИПТ, ОПК, ДС, ЦМ	КС, СП, ЯММ, ГДМ, САТ, БЭЗ[2], ИННМ, ЛП

		Непроводящая	ГТИ, ИМ, ГМ, КНМ, ГГМ, АМ, ОГ, ИПТ, ОПК, ДС, ЦМ	ЯММ, ГДМ, ИМР, САТ, ДМ, ИННМ, ЛП
Эксплуата-ционные	Грануляр ный	Пресная	КС, СП, БЭЗ, БМ, ИМ, ГМ, КНМ, МБМ, ОПК, ДС, ЦМ, РС, ТС	МЗ, АМ, ГГМ, ЯММ, ГДМ, ДМ, ОГ, ИПТ, ЛП
		Соленая	БМ, ГМ, КНМ, МБМ, ОПК, ДС, ЦМ, ТС	КС, СП, БЭЗ[3], АМ, ГГМ ЯММ, ГДМ, ОГ, ИННМ, ИПТ, ЛП,
		Непроводящая	ИМ, ГМ, КНМ, ОПК, ДС, ЦМ, ТС	ДМ, АМ,ГГМ, ЯММ, ОГ ГДМ, , ИННМ, ИПТ, ЛП
	Сложно построен ный	Пресная	КС, СП, БЭЗ, БМ, ИМ, ГМ, КНМ(МНМ), АМ, МБМ, МЗ, ИПТ, ДС, ЦМ, РС	ДМ, ГГМ, ЯММ, ГДМ, ИМР, САТ, НП, ОГ, ИННМ, ОПК, ЛП, ТС
		Соленая	БМ, ГМ, КНМ(МНМ), АМ, МБМ, ИПТ, ДС, ЦМ	К С, СП, БЭЗ[4], ГГМ, ЛП, ЯММ, ГДМ, ИМР, САТ, НП, ОГ, ИННМ, ОПК,
		Непроводящая	ИМ, ГМ, КНМ(МНМ), АМ, ИПТ, ДС, ЦМ	ДМ ,ГГМ, ЯММ, ГДМ, ИМР, САТ, ОГ, ИННМ, ОПК, ЛП, ТС

2 Характеристика исходных данных

Месторождение Коныс расположено в юго-западной части Южно-Торгайского осадочного бассейна. В административном отношении находится на территории Сырдарьинского района Кызылординской области Республики Казахстан (рисунок 2.1).

Месторождение открыто в 1989 году получением газового фонтана из скважины 1 при опробовании отложений арыскумского горизонта нижнего мела. В1994г. проведен подсчет запасов нефти и газа месторождения Коныс.

1997-2001гг. - Период пробной эксплуатации месторождения Коныс.

2001г. - «Проект опытно-промышленной разработки М-II горизонта месторождения Коныс», реализация проекта опытно-промышленной разработки была начата в июле 2002 года. 2002г. выполнен и согласован с Проект доразведки южного участка месторождения Коныс».

В 2011 г - Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Коныс по состоянию на 01.09.2011г.

В 2014 выполнен «Пересчет и подсчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Коныс Кызылординской области РК по состоянию изученности на 01.09.2014г».

В 2016 году в связи с тем, что согласно отчету утвержденному в ГКЗ РК «Уточнение остаточных запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Коныс по состоянию на 02.01.2016г.» изменился КИН в сторону увеличение по горизонту М-II, а также значительное снижение цен на нефть, как в мировом, так и на внутреннем рынке по сравнению с ценами

заложенными в Проекте промышленной разработки месторождения Коныс, был составлен проект «Дополнение к уточненному проекту промышленной разработки месторождения Коныс.» По состоянию на 01.07.2018г. на месторождении Коныс общий фонд пробуренных скважин составляет 530 единиц, из них 14 скважин вскрыли продуктивный горизонт М-0-3.

В рамках данной работы произведен пересчет запасов нефти, растворенного газа, газа и конденсата газовой шапки по продуктивному горизонту М-0-3, запасы УВ остальных продуктивных горизонтов не изменялись.

2.1 Геолого-геофизическая изученность района исследований

Нефтегазовое месторождение Коныс расположено в центральной части Арыскумского прогиба. В геологическом строении месторождения принимают участие отложения палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп. В административном отношении находится на территории Сырдарьинского района Кызылординской области Республики Казахстан.

Обзорная карта
района работ
масштаб 1:1400000

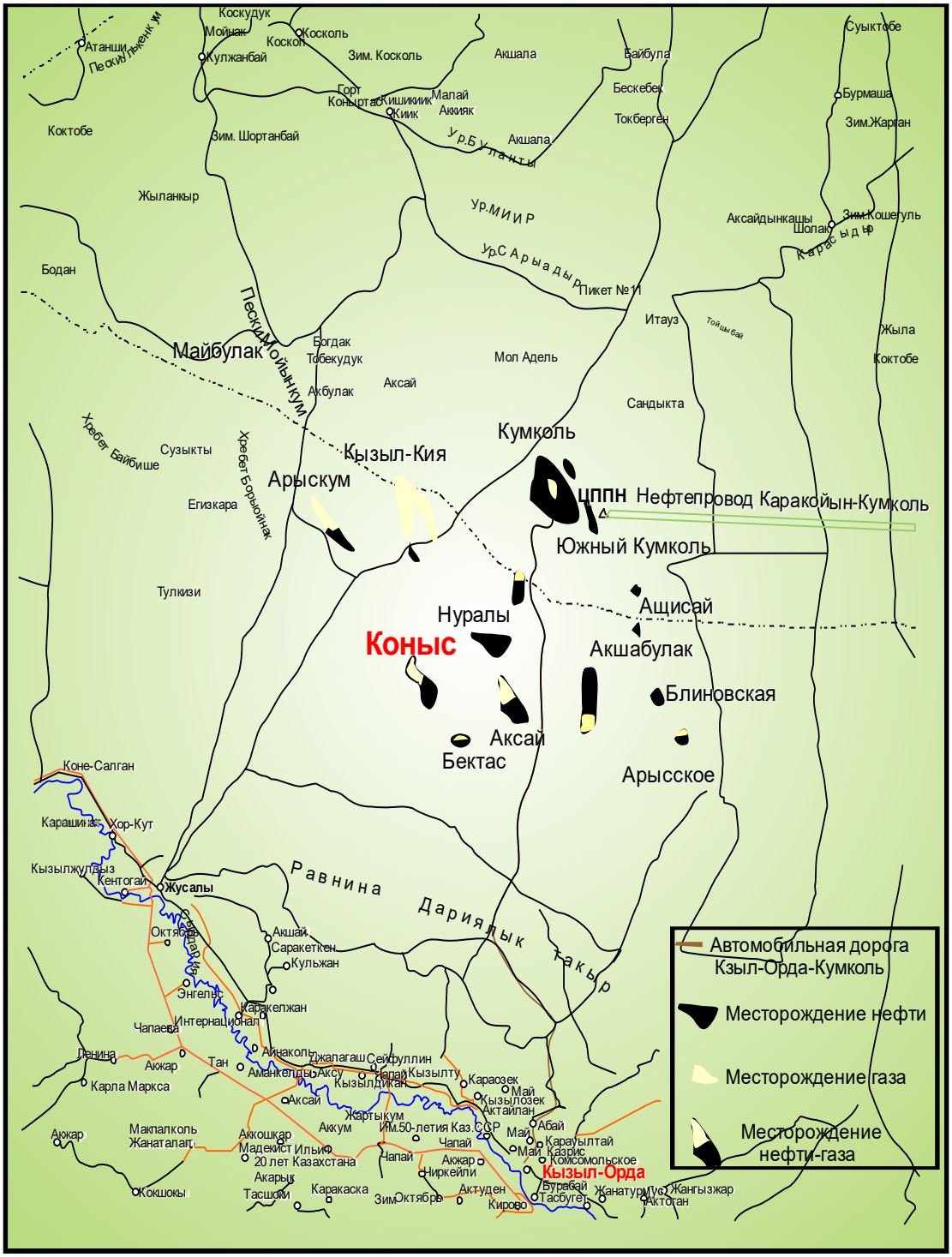


Рисунок 2.1 – Обзорная карта района исследований

Открыто в 1989 году получением газового фонтана из скважины 1 при опробовании отложений арыскумского горизонта нижнего мела.

В геоморфологическом отношении район месторождения представляет собой слабоволнистую суглинистую равнину с редкими замкнутыми котлованами, занятыми солончаками или такырами с отметками рельефа 150– 200 м.

В 1986 году на площади Коныс начаты поисковые работы на нефть и газ, после открытия месторождения Кумколь, с целью поиска и разведки новых месторождений нефти и газа, в соответствии с утвержденной «Программой комплексных геолого-геофизических и научно-исследовательских работ на нефть и газ в Южном Тургае на 1982-1987г.г».

В 1986-87 гг. район месторождения Коныс изучен поисковым сейсмопрофилированием МОГТ, проводимый Турланской ГФЭ. Была отработана сеть профилей северо-восточного направления с шагом 2 км и два связующих профиля северо-западного направления.

В 1988 г. на площадях структур Коныс, Южный Коныс произведена детальная сейсморазведка с уменьшением расстояния между профилями северо-восточного направления до 1 км, связующих профилей северо-западного направления – до 1,5-2,5 км и к западу от них 4 км. Всего по площади Коныс, Южный Коныс отработано - 264,5 км^2 (средняя плотность профилей 1,23 и 0,92 км/км^2 соответственно). По результатам этих работ были составлены структурные карты по ОГ- IIar, ОГ- III, ОГ-IV, ОГ-Pz.

К югу-западу от структуры Коныс по ОГ-IV выявлена крупная неантиклинальная ловушка протяженностью 16 км при ширине 2-2,5 км по типу прилегания к поверхности фундамента (ОГ-Pz), названная структурой Южный Коныс.

В 1990 г. в связи с получением притока нефти в скважине 3-Коныс из отложений верхней части акшабулакской свиты, Турланской ГФЭ откартированы карты по кровле и подошве продуктивной песчаной пачки, определены границы её выклинивания, которые проходят вдоль юго-западной части структуры Коныс, северо-западной – структуры Бектас и северо-восточной части структуры Южный Коныс. Структурные карты были приняты за основу при проектировании на местоположении разведочных скважин.

В 1991-92 гг. к юго-западу и западу от структуры Коныс произведена детализационная сейсморазведка с целью доизучения зоны выклинивания верхне - и среднеюрских отложений в районе структуры Южный Коныс, также сгущением сейсмических профилей северо-восточного направления до расстояния между ними 1км и отработкой связующих северо-западного направления. Результаты работ представлены в отчете Турланской ГФЭ в 1992 г. Составлены уточненные структурные карты ОГ-IIar, ОГ-III, ОГ-IV, ОГ-Pzc использованием материалов бурения поисковых скважин.

В 2001 г. для доразведки запасов нефти и дальнейшей разработки месторождения ОАО «Азимут Энерджи Сервис» выполнена сейсморазведка 3Д на рассматриваемой площади Коныс и прилегающих частях площади Коныс (южный участок) в объеме 254,43 км^2. По результатам интерпретаций составлены структурные карты по горизонтам ОГ-IIar, ОГ-III, Ю-0-1, Ю-0-2.

На основании проведенных работ для уточнения распространения площади нефтеносности нижнемеловых и верхнеюрских отложений на месторождении Коныс дополнительно пробурено 6 скважин (52, 53, 54, 55, 213, 6-ЮК). Скважины 55, 213, 6-ЮК пробурены в районе ранее принятых

границ выклинивания коллектора, скважины 52, 53, 54 пробурены в восточной и южной частях ранее принятого контура нефтеносности. В скважинах 52, 54 при опробовании залежи М-II горизонта были получены притоки нефти и газа, в скважинах 55, 213 получены притоки нефти. В скважине 6-ЮК из нижнемеловых отложений приток не получен, после проведения ГРП в данной скважине в 2010 г. был получен приток нефти дебитом 4,5 $м^3$/сут.

В 2002-2004 гг. компанией «PGDServices» и Китайским национальным исследовательским центром «CNPS» в пределах лицензионной территории Коныс были выполнены работы по переинтерпретации материалов сейсмики 2Д и 3Д для уточнения геологического строения месторождения.

В 2008г. компанией «Туха» проведены работы по переобработке материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ 3Д с учетом результатов бурения, его переинтерпретация, выполнена корреляция опорных отражающих горизонтов и построены структурные карты по ОГ М-II, Ю-0-1, Ю-0-2.

В 2011 и 2013 годах этой же компанией произведена переинтерпретация сейсмоматериалов материалов 3Д, выполненных в 2008г., с учетом данных бурения новых скважин, пробуренных на месторождении Коныс. В результате уточненыструктурные карты по ОГ М-II, Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4 и дополнительно составлена структурная карта по кровле отражающего горизонта М-0-2. Все карты по отражающим горизонтам легли в основу структурных построений при выполнении настоящего отчета.

2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Нефтегазовое месторождение Коныс расположено в центральной части Арыскумского прогиба. В геологическом строении месторождения принимают участие отложения палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп.

Пробуренными скважинами на месторождении вскрыт комплекс отложений домезозойского основания, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя: юрский рифтогенный комплекс, мел-палеогеновый платформенные структурные яруса, отличающиеся тектоническим режимом формирования.

Домезозойское основание (PZ)

На месторождении Коныс кровельная часть домезозойского основания вскрыта 4 скважинами (4, 6, 25, 31) и представлена серыми и темно-сиреневыми туфопесчаниками, алевролитами, аргиллитами и гравелитами. Толщина отложений домезозойского основания в скв.4 равна 514 м.

На территории месторождения юрская система представлена всеми тремя отделами: нижним, средним, верхним. Полный разрез юрской системы непосредственно в районе месторождения Коныс скважинами не вскрыт,

поэтому описание нижней части разреза приведено по аналогии с параметрической скважиной 1П-Бектас, пробуренной до глубины 4036 м.

Нижний отдел - J_1

Отложения нижнеюрского отделасостоят из двух свит: сазымбайской, айбалинской.

Сазымбайская свита(J_1s-sb). В Арыскумском прогибе свита представлена мощной толщей, выраженная в верхней части переслаиванием серых песчаников, алевролитов и аргиллитов, в основной нижней части разреза преимущественно гравелитами. Подошва свиты ни в одной из скважин не вскрыта.

Айбалинская свита (J_1ab)**.** В скважине 1П-Бектас отложения представлены темно-серыми до черных аргиллитами и глинистыми алевролитами, с углефицированными растительными включениями, в средней части с прослоями серых песчаников. Толщина айбалинской свиты 1128 м.

Юрская система – J. Средний отдел – J_2

Среднеюрские отложения состоят из двух свит: дощанской и карагансайской.

Дощанская свита ($J_{2\text{-}2}$ds) в составе тиарского и батского ярусов представлена серыми разнозернистыми песчаниками до гравелитов, которые переслаиваются с глинистыми алевролитами и слоями аргиллитовидных глин. На месторождении отложения свиты, вскрыты только в скважине 3, толщина отложений составляет 165 м.

Карагансайская свита (J_2kr) представлена темно-серыми аргиллитовидными глинами и глинистыми алевролитами с пачкой битуминозных горючих сланцев в кровельной части. Отложения вскрыты скважинами 1, 3. Вскрытая толщина 170-190 м.

Верхний отдел - J_3

Верхнеюрский отдел с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывает отложения карагансайской свиты и расчленен на две свиты: кумкольскую и акшабулакскую.

Кумкольская свита (J_3km) в районе расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. *Нижнекумкольская подсвита (J_3km_1)* представлена серыми глинистыми алевролитами с прослоями мелкозернистого песчаника. Отложения подсвиты вскрыты скв.1 в интервале 1984-2090 м (106 м) и скв.3 в интервале 1995-2040 м (45 м).

Нижнекумкольская подсвита (J_3km_1) представлена серыми глинистыми алевролитами с прослоями мелкозернистого песчаника. Отложения подсвиты вскрыты скв.1 в интервале 1984-2090 м (106 м) и скв.3 в интервале 1995-2040 м (45 м).

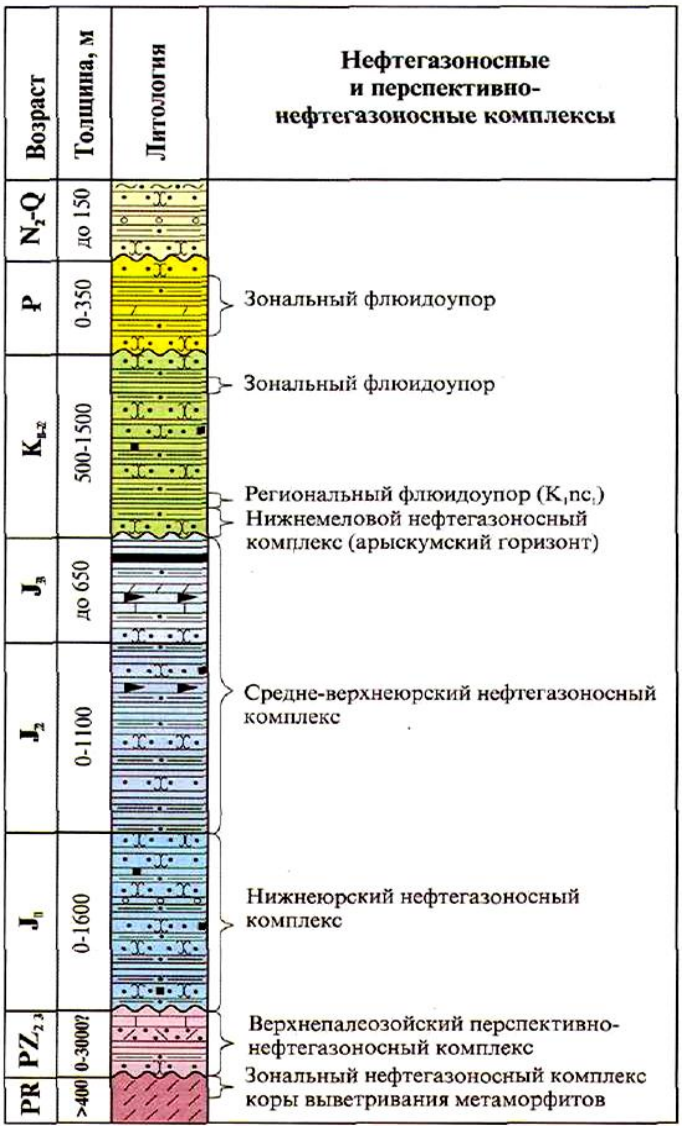


Рисунок 2.2.1 – Сводный литолого-стратигарфический разрез

Среднекумкольская подсвита (J_3km_2) в свою очередь расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт ($J_3km_2^1$) представлен переслаиванием темно-серых песчаников и алевролитов с прослоями глины. Толщина нижнего горизонта от 63 м (скв.9) до 201 м (скв.3).

Верхний горизонт ($J_3km_2^2$) сложен темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами. Толщина верхнего горизонта от 111 м (скв.9) до 150 м (скв.1).

Верхнекумкольская подсвита (J_3km_3) литологически представлена переслаиванием слабо сцементированных песчаников, алевролитов с прослоями темно-серых глин. Толщина отложений подсвиты от 120 м (скв.3) до 160 м (скв.9).

Акшабулакская свита (J_3ak) представлена пестроцветными глинами, серыми алевролитами и характеризуется наиболее невыдержанным по площади литологическим составом, обусловленным многообразием

литолого-фациальных литотипов, представленных мелководно-озерными, местами аллювиальными русловыми и озерно-пойменными отложениями. Толщина акшабулакской свиты от 53 м (скв.551) до 573 м (скв.25).

На месторождении в отложениях свиты выделяются продуктивные горизонты Ю-0-1, Ю-0-2-1, Ю-0-2-2, Ю-0-3, Ю-0-4.

В кровельной части разреза акшабулакской свиты прослеживается отражающий горизонт Ю-0-1. С кровлей горизонта Ю-0-2-1 стратифицирован целевой отражающий горизонт Ю-0-2. С кровлей горизонта Ю-0-3 - отражающий горизонт Ю-0-3. С кровлей горизонта Ю-0-4 - отражающий горизонт Ю-0-4.

Меловая система - К

Меловая система залегает с региональным размывом и угловым несогласием на отложениях акшабулакской свиты верхней юры. В разрезе мелового комплекса выделяются следующие стратиграфические подразделения: даульская, карачетауская, кызылкиинская, балапанская свиты, приуроченные к отложениям нижнего и верхнего отделов меловой системы.

Даульская свита по микрофауне, представленной остракодами, датируется неокомским возрастом, карачетауская свита - аптским-среднеальбским, кызылкиинская свита – верхнеальбским-сеноманским, балапанская свита – верхнетурон-верхний сенонским возрастом.

Нижний отдел - $К_1$ Неокомский надъярус - $К_1nc$

Даульская свита - $К_1nc_1dl$. В разрезе свиты по литологическому составу пород выделяются нижнедаульская и верхнедаульская подсвиты.

Нижнедаульская подсвита ($К_1nc_1$) делится на два горизонта: нижний (арыскумский) и верхний.

Арыскумский горизонт ($К_1nc_1ar$) залегает в основании нижнедаульской подсвиты.

Литологически горизонт представлен гравелитами, песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Гравелиты светло-серые, зеленоватые, неравномерно разнообломочные, на карбонатном цементе и песчано-глинистом цементе. Пески, песчаники и алевролиты серые, светло-серые. Пески серо-зеленые, серо-бурые, мелко-среднезернистые. Аргиллиты пестроцветные, кирпично-красные, серовато-зеленые, сильно песчанистые. Толщина арыскумского горизонта от 3 м (скв.48) до 47 м (скв.355).

В кровельной части разреза арыскумского горизонта прослеживается отражающий горизонт М-II. К отложениям приурочен нефтегазовый горизонт М-II.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты ($К_1nc_1^2$) представлен аргиллитами красно-коричневыми, коричневыми, местами алевритистыми с включениями и прослоями серо-зеленых разностей и является региональным флюидоупором над нефтегазоносным комплексом. Толщина верхнего горизонта от 43 м (скв.278) до 126 м (скв.106, 110).

Верхнедаульская подсвита ($К_1nc_2$+а) литологически представлена песчаниками зеленовато-серыми, мелко-среднезернистыми, слюдистыми,

кварц-полевошпатовыми, местами с пропластками гравелитов, цемент глинистый. Толщина отложений изменяется от 126 м (скв.533) до 203 м (скв.102).

К отложениям подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5.

Аптский+среднеальбский ярусы - K_1a-al_2

Аптский+среднеальбский ярусы представлены отложениями карачетауской свиты, которые с размывом залегают на даульской, сложены песками, песчаниками, гравелитами, алевролитами и алевритистыми глинами серого, зеленовато-серого цветов. Толщина свитыот 141 м (скв.340) до 347 м (скв.251).

Верхнеальбский-сеноманский ярус – K_{1-2} al_3-s

Верхнеальбский-сеноманский ярус представлен отложениями кызылкиинской свиты. Отложения сложены пестро-цветными глинистыми алевролитами, монтморелонит-каолиновыми глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты от 103 м (скв.251) до 276 м (скв.410).

Верхний отдел – K_2

Отложения верхнего мела представлены верхне-турон – верхне - сенонским ярусом.

Верхне-турон – верхний сенонский - ярус - K_2t_2-sn_2

Верхне-турон – верхний сенонский ярус представлен отложениями балапанской свиты, сложен глинами, карбонатными алевролитами, песками и песчаниками серыми, зеленовато-серыми с прослоями пестроцветных, с включениями углефицированных растительных остатков. Толщина свиты от 312 м (скв.31) до 445 м (скв.24).

Палеогено-четвертичная система - P+Q

Палеогено-четвертичные отложения в Арыскумском прогибе с региональным размывом залегают на отложениях верхнего мела, литологически представлены зеленовато-серыми, пепельно-серыми глинами с прослоями глауконитовых песчаников в нижней части разреза и серыми карбонатными песчаниками, алевролитами с прослоями глин в верхней части. Толщина отложений от 86 м (скв.16) до 189 м.

2.3 Тектоническая характеристика месторождения

В тектоническом отношении месторождение Коныс приурочено к Арыскумскому прогибу Южно-Торгайского осадочного бассейна. Южно-Торгайская впадина является связующим звеном между двумя крупными постгерцинскими плитами - Туранской на западе и юго-западе и Западно-Сибирской на севере. Являясь пограничной структурой, впадина формировалась под воздействием всех тектонических процессов, которые были характерны для эпигерцинской Туранской плиты на западе и эпикаледонской Центрально-Казахстанской структурной зоны на востоке. Этап консолидации для Южно-Торгайского бассейна соответствует

каледонской фазе тектогенеза (ранний палеозой), характерной для всей Центрально-Казахстанской структурной зоны. В среднем и позднем палеозое здесь отлагались терригенно-карбонатные формации платформенного типа, формирующие промежуточный (квазиплатформенный) структурный этаж. На завершающих этапах герцинской фазы тектогенеза (пермское-раннетриасовое время) территория испытала значительный подъем, вследствие чего здесь доминировали континентальные условия осадконакопления с эрозией на приподнятых участках палеозойских, а иногда и протерозойских отложений.

В результате тектонической активизации на завершающих этапах герцинского тектогенеза - коллизии Казахстанской плиты с Восточно-Европейским и Сибирским континентами, в пределах Торгайской пассивной окраины начались процессы рифтообразования.

На позднетриасово-раннеюрское время приходится интенсивное погружение в пределах грабен синклиналей (рифтов), сопровождающееся интенсивным воздыманием в пределах горст-антиклиналей. Интенсивно прогибающиеся участки компенсировались мощными синрифтовыми толщами континентальных отложений. Максимальное погружение приходится на ранне-среднеюрское время, а уже в поздней юре темп погружения начинает замедляться с последовательным расширением площади осадконакопления и вовлечением прилегающих участков домезозойского основания (горст-антиклиналей).

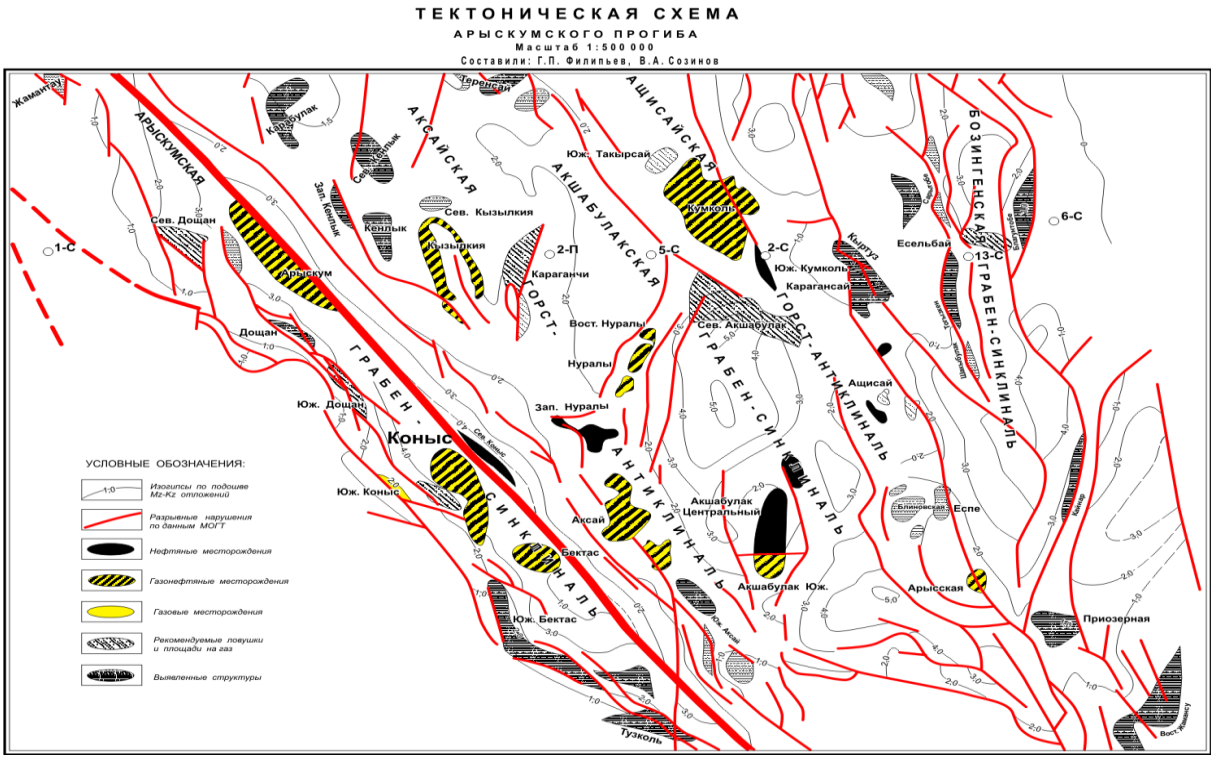


Рисунок 2.3.1 – Тектоническая схема района исследований

Этот этап развития бассейна относится к платформенному рифтовому и в меловое время он сменился ортоплатформенным пострифтовым с повсеместным развитием отложений по всей площади Южно-Торгайского прогиба и даже прилегающих территорий.

В пределах рассматриваемого района палеозойские отложения вскрыты на глубине 1435-1788м, на соседнем месторождении Бектас в скв.1-П, расположенной всего в 14 км - на глубине 3878 м (предположительно низы фаменского яруса).

Отложения юры и мела на месторождении и на всем Арыскумском прогибе накапливались на домезозойском унаследованном палеорельефе, заполняя низкие депрессионные участки или котловины. Процесс осадконакопления и тектонический режим не был одинаково стабильным по всей территории. На одних участках шло поднятие, а в других - опускание с накоплением мощной толщи осадков до 3,5 км. Знакопеременное движение наблюдалось по всему Арыскумскому прогибу. К началу накопления каждой толщи происходила активизация тектонических движений с накоплением более грубообломочных осадков, а в завершающей части стабилизацией района с накоплением тонкообломочных пород. Интенсивность тектонических движений была распределена по прогибу также неравномерно. Наиболее интенсивными они были в зонах или вблизи крупных разломов, являющихся ветвями (второго и третьего порядков) региональных разломов: Каратауского и Улытауского.

Для юрских отложений, представленных верхним отделом и частично верхней частью среднего отдела в скважинах 1 и 3, характерен унаследованный характер соотношения структурных элементов и на примере структурных построений по юрским и меловым горизонтам можно видеть, что характер структур меняется, и вверх по разрезу они становятся более сложными по форме. Что касается разломной тектоники, то для поверхности фундамента и юрских отложений она имеет достаточно интенсивное выражение, и вверх по разрезу, уже на уровне меловых горизонтов тектонические нарушения становятся менее амплитудными.

2.4 Нефтегазоносность

Месторождение Коныс расположено в пределах Арыскумского нефтегазоносного района Южно-Тургайской нефтегазоносной области, где выявлены и разрабатываются газонефтяные месторождение - Арыскум, Кумколь, Бектас и др.

Залежи нефти на Кумколе связаны с отложениями средней-верхней юры и нижнего неокома, на Арыскуме газонасыщенны отложения верхней юры и нефтегазонасыщены отложения нижнего неокома.

По нефтегеологическому районированию структура находится в одной зоне с газонефтяным месторождением Арыскум. Эта зона приурочена к структурным ловушкам, примыкающим к Каратаускому разлому и

представляющим инверсионные антиклинальные складки, нарушенные разломом в присводовой части.

На месторождении Коныс по данным поисково-разведочного, эксплуатационного бурения, детальной попластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС в нижненеокомских отложениях установлены 5 продуктивных горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5. В подошвенной части отдела (даульская свита) выделяется арыскумский горизонт, к которому приурочен газонефтяной горизонт М-II. В отложениях верхней юры (акшабулакская свита) выделены продуктивные залежи Ю-0-1, Ю-0-2-1, Ю-0-2-2, Ю-0-3, Ю-0-4 горизонтов.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены песками, песчаниками, алевролитами и гравелитами, переслаивающимися с тонкими пачками глин.

Месторождение по характеру геологического строения относится к сложным. В 2013г. на месторождении произведена переинтерпретация материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ 3Д с учетом данных бурения. Уточнено положение тектонических нарушений, размеры залежей, подсчетные параметры, такие как плотность нефти, коэффициенты пористости, насыщенности, пересчётный, извлечения нефти. Границами залежей служат положения контактов газ-вода, нефть-вода, линии литолого-фациального замещения коллекторов и тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований и данным бурения.

В рамках настоящей работы, рассматривается лишь 1 продуктивный горизонт – М-0-3, характеристика залежи данного горизонта приведена в таблице.1

Меловые отложении. Всего в разрезе нижнемеловых отложений выявлены 6 продуктивных горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-II.

Горизонт М-II. Горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. По материалам ГИС в пределах северного и южного сводов установлены газонефтяные коллекторы в пределах блоков I, II, III, IV, V. На северном своде, к которому приурочены залежи блоков II, III, IV газонефтяной контакт принят на абсолютной отметке минус 1053,3м. На южном своде блока IV ГНК вскрыт скважиной 21 на отметке минус 1038м.

Блок I. В пределах блока пробурена скважина 20, в которой по ГИС выделены нефтеводонасыщенные коллектора. Залежь блока ограничена с востока, юга сбросом f_{22}, с севера, запада - водонефтяным контактом. Продуктивность горизонта установлена опробованием скважины 20, в которой получен приток нефти дебитом 0,86 $м^3$/сут.

ВНК принят на отметке минус 1085,6 м, что соответствует разделу нефть-вода. Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 1081,2 м, высота залежи 4,4 м. Площадь залежи 2004 тыс.$м^2$.

Блок II. Залежь блока газонефтяная, ограниченная с востока и запада сбросами f_{18} и f_{22}, сюга и севера - контурными водами. Продуктивность установлена опробованием и получением притоков газа и нефти в период

разведки и при промышленной эксплуатации.

Газоносность горизонта доказана опробованием скважин 1, 105, 400 и получением чистого притока газа. Промышленные притоки нефти получены во всех пробуренных скважинах. Из скважин 5, 108, 223, 226, 227, расположенных в водонефтяной зоне получены притоки нефти с водой.

ГНК принят на отметке минус 1053,3 м по подошве газонасыщенного коллектора данным по ГИС и опробования в скв.105 ВНК принят на отметке минус 1079,2 м, что соответствует разделу нефть-вода в скважинах 5 и 227. Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 1018,7 м в скважине 1, высота залежи 60,5м. Площадь газоносности 9801 тыс.м^2, нефтеносности 15765 тыс.м^2.

Блок III. По комплексу ГИС коллектора газо-нефтенасыщенны в скважинах 11, 119, 194, 197, в скважине 112 нефтенасыщенны, в скважинах 33, 110, 115 нефтеводонасыщенны. Залежь блока газонефтяная, ограниченная с запада, с юга и востока сбросами f_{18}, f_{16} и f_{15}, с севера – водонефтяным контактом. При опробовании скважин 11, 119, получены притоки газа с нефтью. Промышленные притоки нефти получены во всех пробуренных скважинах. Из скважин 110, 115, расположенных в водонефтяной зоне получены притоки нефти с водой.

ГНК принят по данным ГИС на отметке минус 1053,3 м по подошве газонасыщенного коллектора в скв.11. ВНК принят на минус 1068,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. 112. Минимальная отметка залегания кровли коллектора в своде минус 1050,5м, высота залежи 17,9 м. Площадь газоносности 766 тыс.м^2,нефтеносности 1402 тыс.м^2.

Блок IV. Залежь блока газонефтяная, ограниченная с северо-запада и севера сбросами f_{18} и f_{16}, с юга сбросом - f_4, с запада – частично сбросами F_2, F_3 и водонефтяным контактом, с востока - водонефтяным контактом.

Продуктивность газовой части установлена получением притоков газа в разведочной скважине 3, эксплуатационных скважинах 246, 401, газонагнетательной скважине 601 и в оценочной скважине 530. Продуктивность нефтяной части доказана при опробовании разведочных скважин, получением притоков при освоении эксплуатационных скважин. Промышленные притоки нефти получены во всех пробуренных скважинах.

ГНК на северном куполе принят на отметке минус 1053,3 м по данным ГИС и опробования в скв.205, 209, на южном куполе на отметке минус 1038 м в скв. 21. В южной части месторождения контур газоносности принят на отметке минус 980,9 м по подошве газонасыщенного коллектора в скв.530. ВНК принят на отметке минус 1097,1 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скв. 410. Минимальная отметка залегания кровли коллектора на северном своде минус 1020,3 м, на южном минус 996,6 м. Высота залежи на северном своде 66,9м, в т.ч. газовой – 32,8м, на южном своде – до 100,5м, в т.ч. газовой – 41,4м. Площадь газоносности 24069 тыс.м^2, нефтеносности 91215 тыс.м^2.

Блок V. Залежь блока нефтяная, ограниченная с юго-запада, юга, востока, севера тектоническими нарушениями F_2, f_3, f_1, f_2. Продуктивность

нефтяной части установлена при опробовании разведочной скважины 6-ЮК и получением притоков при освоении эксплуатационных скважин 50, 79, 85, 86, 87, 89, 90, 91, 142, 146, 153, 200, 428, 433, 434, 434, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 589, 590, 591. Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 982,7м в скв. 147, ВНК принят по аналогии с залежью блока IV. Высота залежи 72,8 м. Площадь залежи составляет 9364тыс.м^2.

2.5 Сейсморазведочные исследования

В 1986 году на площади Коныс начаты поисковые работы на нефть и газ, после открытия месторождения Кумколь, с целью поиска и разведки новых месторождений нефти и газа, в соответствии с утвержденной «Программой комплексных геолого-геофизических и научно-исследовательских работ на нефть и газ в Южном Тургае на 1982-1987г.г».

В 1986-87 гг. район месторождения Коныс изучен поисковым сейсмопрофилированием МОГТ, проводимый Турланской ГФЭ. Была отработана сеть профилей северо-восточного направления с шагом 2 км и два связующих профиля северо-западного направления.

В 1988 г. на площадях структур Коныс, Южный Коныс произведена детальная сейсморазведка с уменьшением расстояния между профилями северо-восточного направления до 1 км, связующих профилей северо-западного направления – до 1,5-2,5 км и к западу от них 4 км. Всего по площади Коныс, Южный Коныс отработано - 264,5 км2 (средняя плотность профилей 1,23 и 0,92 км/км2 соответственно). По результатам этих работ были составлены структурные карты по ОГ- IIar, ОГ- III, ОГ-IV, ОГ-Pz.

К югу-западу от структуры Коныс по ОГ-IV выявлена крупная неантиклинальная ловушка протяженностью 16 км при ширине 2-2,5 км по типу прилегания к поверхности фундамента (ОГ-Pz), названная структурой Южный Коныс.

В 1990 г. в связи с получением притока нефти в скважине 3-Коныс из отложений верхней части акшабулакской свиты, Турланской ГФЭ откартированы карты по кровле и подошве продуктивной песчаной пачки, определены границы её выклинивания, которые проходят вдоль юго-западной части структуры Коныс, северо-западной – структуры Бектас и северо-восточной части структуры Южный Коныс. Структурные карты были приняты за основу при проектировании на местоположении разведочных скважин.

В 1991-92 гг. к юго-западу и западу от структуры Коныс произведена детализационная сейсморазведка с целью доизучения зоны выклинивания верхне - и среднеюрских отложений в районе структуры Южный Коныс, также сгущением сейсмических профилей северо-восточного направления до расстояния между ними 1км и отработкой связующих северо-западного направления. Результаты работ представлены в отчете Турланской ГФЭ в

1992 г. Составлены уточненные структурные карты ОГ-IIar, ОГ-III, ОГ-IV, ОГ-Pzc использованием материалов бурения поисковых скважин.

В 2001 г. для доразведки запасов нефти и дальнейшей разработки месторождения ОАО «Азимут Энерджи Сервис» выполнена сейсморазведка 3Д на рассматриваемой площади Коныс и прилегающих частях площади Коныс (южный участок) в объеме 254,43 км2. По результатам интерпретаций составлены структурные карты по горизонтам ОГ-IIar, ОГ-III, Ю-0-1, Ю-0-2.

На основании проведенных работ для уточнения распространения площади нефтеносности нижнемеловых и верхнеюрских отложений на месторождении Коныс дополнительно пробурено 6 скважин (52, 53, 54, 55, 213, 6-ЮК). Скважины 55, 213, 6-ЮК пробурены в районе ранее принятых границ выклинивания коллектора, скважины 52, 53, 54 пробурены в восточной и южной частях ранее принятого контура нефтеносности. В скважинах 52, 54 при опробовании залежи М-II горизонта были получены притоки нефти и газа, в скважинах 55, 213 получены притоки нефти. В скважине 6-ЮК из нижнемеловых отложений приток не получен, после проведения ГРП в данной скважине в 2010 г. был получен приток нефти дебитом 4,5 м3/сут.

В 2002-2004 гг. компанией «PGDServices» и Китайским национальным исследовательским центром «CNPS» в пределах лицензионной территории Коныс были выполнены работы по переинтерпретации материалов сейсмики 2Д и 3Д для уточнения геологического строения месторождения.

В 2008г. компанией «Туха» (Китай) проведены работы по переобработке материалов ранее выполненных сейсморазведочных работ 3Д с учетом результатов бурения, его переинтерпретация, выполнена корреляция опорных отражающих горизонтов и построены структурные карты по ОГ М-II, Ю-0-1, Ю-0-2.

В 2011 и 2013 годах этой же компанией произведена переинтерпретация сейсмоматериалов материалов 3Д, выполненных в 2008г., с учетом данных бурения новых скважин, пробуренных на месторождении Коныс. В результате уточненыструктурные карты по ОГ М-II, Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4 и дополнительно составлена структурная карта по кровле отражающего горизонта М-0-2. Все карты по отражающим горизонтам легли в основу структурных построений при выполнении настоящего отчета.

2.6 Освещенность керном продуктивных отложений

Всего на месторождении Коныс с отбором керна пробурено 55 скважин. В 25 скважинах (1, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 31, 32, 33) отбор керна осуществлялся снарядом «Недра». В 8 скважинах (2, 52, 57, 105, 109, 111, 304, 401) отбор керна проведен в съемные пластиковые трубы, было выполнено описание пород по образцам с торцевых частей метровых отрезков керна. После пересчета запасов 2009г. с отбором керна пробурено 8 скважин (58, 59, 60, 9-ЮК, 10-ЮК, 11-ЮК, 12-

ЮК, 13-ЮК).

К пересчету запасов за 2011г с отбором керна пробурено 12 скважин (40, 41, 43, 48, 49, 74, 520, 530, 532, 551, 565, 16-ЮК).

К отчету по уточнению остаточных запасов нефти и газа по состоянию 02.01.2016г пробурено дополнительно 9 скважин (466, 469, 521, 534, 535, 539, 540, 592, 593). По ним отбор и изучение керна не проводились, поэтому изученность фильтрационно-емкостных свойств по керну остались прежними.

На дату составления настоящего отчета по пересчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по продуктивному горизонту М-0-3 по состоянию 01.07.2018г дополнительно пробурено 4 скважины (536, 538, 597, 598). Керном освещена скважины 538 из интервала 1026,26-1033,26м и 597 из интервалов 1024-1030м и 1030-1039м, проходка которых составила – 22м, вынос керна – 13,6м и 93,6%.

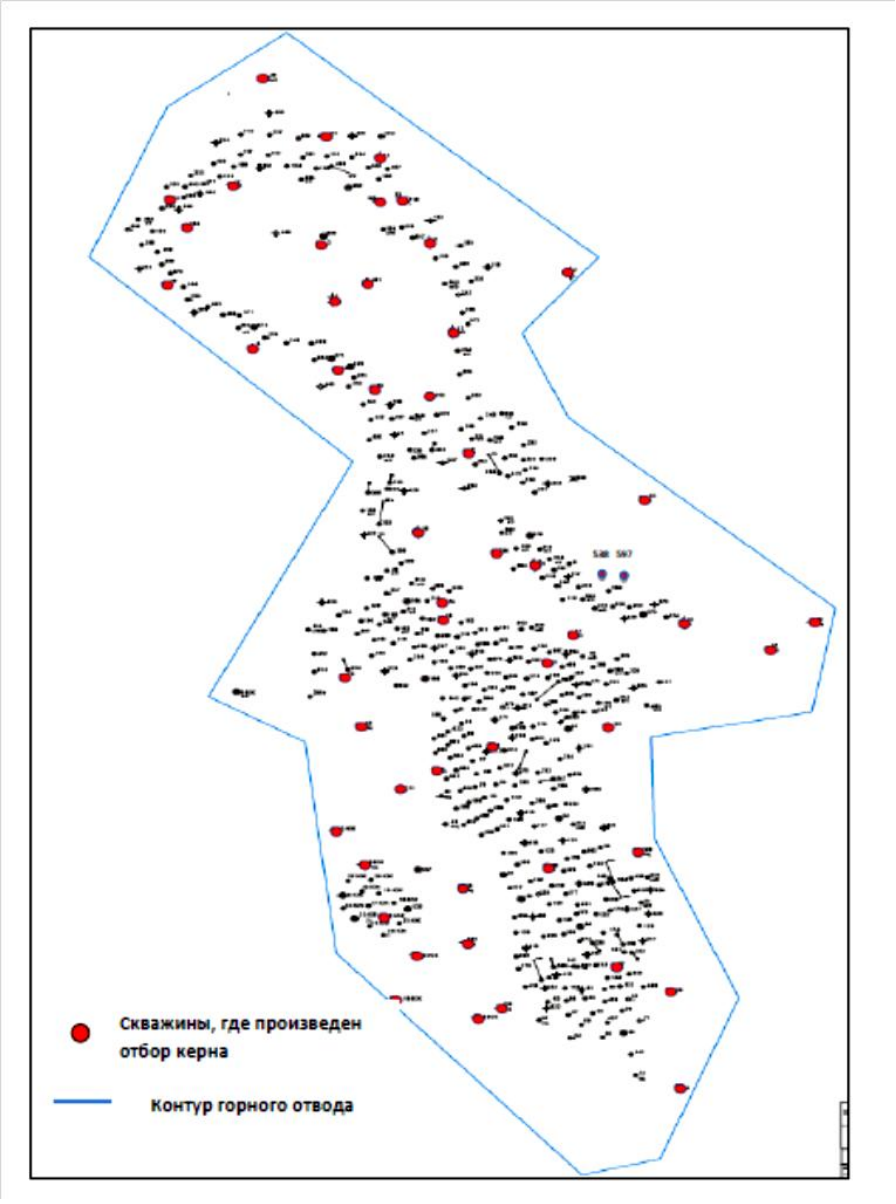


Рисунок 2.6.1 – Площадное расположение скважин с отбором керна

Общий метраж проходки с отбором керна по всем скважинам составляет 1944,08 м, вынос керна 1293,1 м или 66,5% от проходки. Всего по месторождению отобрано на анализ 1641 образцов керна.

По продуктивным горизонтам проходка с отбором керна составила 1070,32 м, вынос керна 719,83 м, что составляет 67,3% от проходки, количество исследованных образцов 1267, из них представительных образцов 762.

Представительными образцами в пределах горизонтов считались те, которые имели проницаемость больше 1 мД

2.7 Промыслово-геофизические исследования скважин (ГИС)

Объем промыслово-геофизических исследований и качество материалов ГИС

В работе рассмотрены и проинтерпретированы материалы ГИС по 14-ти скважинам (206, 311, 314, 319, 370, 373, 374, 378, 379, 450, 536, 538, 597, 598), включая вновь пробуренные 4 скважины (536, 538, 597,598) за период 2016- 2018гг.

Материалы ГИС использовались для изучения разреза, корреляции продуктивных горизонтов, выделения коллекторов, оценки эффективных толщин, определения коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности, отбивки контактов, построения геологических, литологических профилей и структурных карт по кровле и подошве.

Геофизические исследования в поисково-разведочных скважинах

В поисково-разведочных скважинах, которые были пробурены в 1989-1994 г.г. общий комплекс геофизических исследований по всей глубине в открытом стволе в масштабе глубин 1:500 включал запись следующих методов:

- электрический каротаж - стандартный каротаж кровельными зондами (N0.5M2A);
- запись кривой потенциалов собственной поляризации (СП);
- кавернометрию (ДС);
-радиоактивный каротаж (РК) включал кривые естественной радиоактивности (ГК) и вторичного гамма- излучения (НГК).

Комплекс детальных исследований в масштабе 1:200, в интервале продуктивной толщи помимо перечисленных методов, включал:

- боковое каротажное зондирование (БКЗ) кровельными и подошвенными градиент-зондами (N0.5M2A, A2M0.5N);
-микрозондирование (МК)- микроградиент (A0.025M0.025M) и микропотенциал (A0.05M) зондами;
- микробоковой каротаж (МБК);
- акустический каротаж (АК);
-гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-п).

Геофизические исследования в эксплуатационных скважинах

В эксплуатационных скважинах, пробуренных в 1997-2011г.г. геофизические исследования проводились «Компанией ГИС», «Казпромгеофизика», «Везерфорд» с использованием цифровых каротажных регистраторов «ГЕКТОР», «КАРАТ-5М», «Compact» и Тулькубасской экспедицией ГИС с серийной аппаратурой (рисунок 2.7.1).

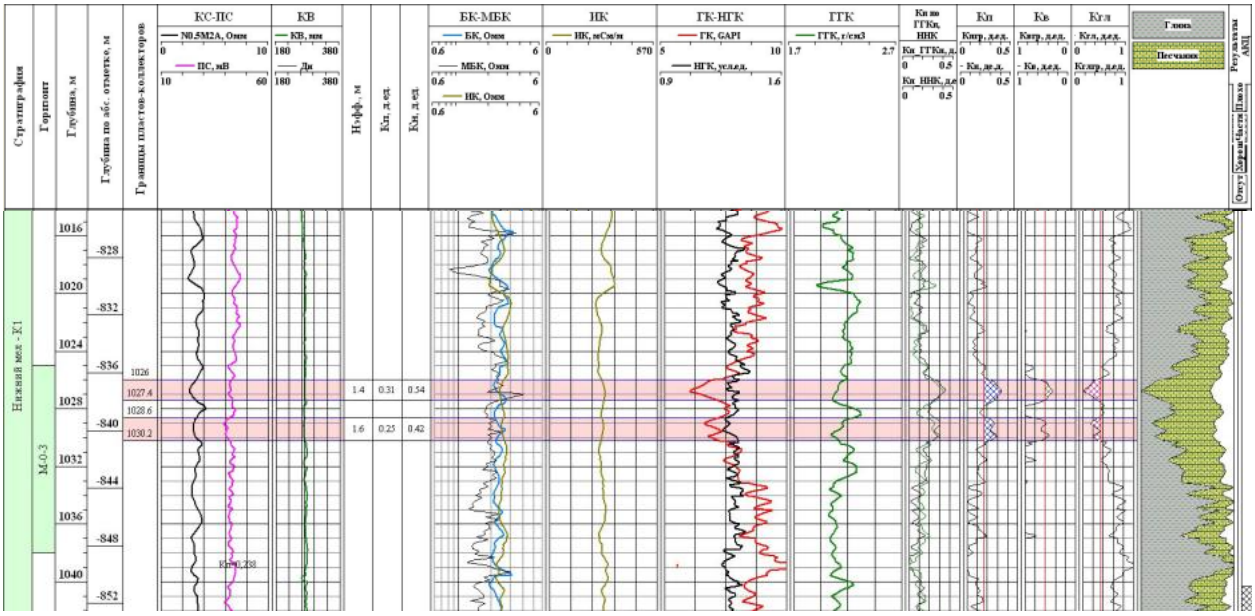


Рисунок 2.7.1 – Комплекс проведенных ГИС

Геофизические исследования по скважинам, пробуренных в период 2011-2014гг. проводились компаниями:

- «Казпромгеофизика» станцией «Кедр», Везерфорд (Weatherford) с использованием комплексной аппаратуры Compact, Китайской Национальной Каротажной Корпорацией с использованием современной каротажной системы «LEAP-600B»

Геофизические исследования по скважинам, пробуренных в период 2014-2015гг. проводилась Китайской Национальной Корпорацией с использованием современной каротажной системы «LEAP-800»(466, 469, 521, 534, 535, 539, 540, 592, 593).

Геофизические исследования по вновь пробуренным 4-м скважинам проводилась Китайской Национальной Корпорацией с использованием современной каротажной системы «LEAP-800» .

Запись всех методов исследования была произведена в цифровом формате.

Отклонение ствола скважины от вертикали и его пространственное расположение определялось инклинометрией. Данные инклинометрии свидетельствуют о незначительном отклонении большинства скважин от вертикальной проекции, кроме горизонтальных 24 скважин. Цель бурение горизонтальных скважин: апробация вскрытие продуктивных горизонтов горизонтальными стволами скважин и увеличение добычи.

Применялись следующие виды промыслово-геофизических

исследований: стандартный каротаж (КС кр. и под.), потенциал собственной поляризации (ПС), микрозондирование (МКЗ), боковой (БК), микробоковой (МБК), многозондовый индукционный (2,3,4,5,6-зондовый), акустический (АК), радиоактивный (ГК, НГК или ННКт), плотностной (ГГКп, ФЭФ) каротажи, термометрия (ТМ), инклинометрия, кавернометрия (КВ), цементометрия, а также спектральный гамма-каротаж (СГК).

Все полученные материалы ГИС удовлетворительного качества и соответствуют требованиям “Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах”.

В таблице 2. приведен выполненный объем каротажных работ по новым 13-ти скважинам.

Таблица 2 – Выполненный объем каротажных работ по новым

№ п/п	№ скв	ПС	КС	КВ	БК	БКЗ	ИК*	МБК	МКЗ	ГК	НГК/ ННК	НКТ*	ГГК	АК
	206	+	+	+	+	+	5-з	+	+	+	+/-	-	+	+
	311	+	-	+	+	-	5-з	+	+	+	-/+	-	+	+
	314	+	-	+	+	-	5-з	+	+	+	-/+	-	+	+
	319	+	+	+	+	-	+	+	+	+	-/-	б.и м.з.	+	+
	370	+	+	+	+	-	6-з	+	+	+	-/+	б.и м.з.	+	+
	373	+	-	+	-	-	б.и м.з.	+	-	+	-/+	-	+	+
	374	+	-	+	+	-	б.и м.з.5-з	+	+	+	-/+	-	+	+
	378	+	-	+	+	-	5-з	+	+	+	-/+	-	+	+
	379	+	-	+	+	-	б.и м.з.	+	-	+	-/+	-	+	+
0	450	+	+	+	+	-	5-з	+	-	+	-/+	б.и м.з.	+	+
1	536	+	+	+	-	-	6-з	-	-	+	-/+	-	+	+
2	538	+	-	+	-	-	6-з	-	-	+	-/+	-	+	+
3	597	+	+	+	-	-	6-з	-	-	+	-/+	-	+	+
4	598	+	+	+	-	-	6-з	-	-	+	-/+	-	+	+

*В графе ИК, НКТ «5-з», «6-з», «б.и м.з.» - пяти-, шестизондовая, большой и малый зондовые установки

Геолого-технические условия проведения ГИС

Исследования в продуктивных отложениях проводились в скважинах, заполненных слабоминерализованным, глинистым буровым раствором со

следующими параметрами.

Минерализация пластовых вод продуктивных горизонтов определена по результатам химического анализа проб пластовой воды, отобранных в процессе опробования, разработки и составляет: для горизонта М-0-2 С =26,2г/л; для горизонта М-0-5 С =48,6 г/л; для горизонта М-IIС=58,6 г/л для юрских горизонтов С=57,6 г/л. Для юго-западного участка юрских горизонтов С=93,6 г/л.

Средние значения удельных сопротивлений пластовых вод, принятые в расчет при интерпретации промыслово-геофизических исследований, вычислены по величине минерализации с учетом температуры для каждого продуктивного горизонта. Геолого-геофизическая характеристика разреза скважин по данным ГИС представлена на рисунке 2.7.2

Подводя итоги анализа проведенных геофизических исследований скважин была выявлена перспективность дальнейшего детального изучения горизонта М-0-3 и его испытание. По данным ГИС четко выделяется перспективная нефте-газонасыщенная толща небольшой мощности. Мощность продуктивного пласта варьируется от 1,8 до 8 м. Продуктивный пласт представлен двумя пропластками песчаника разделенными глинистым пропластком. На одной из скважин горизонт М-0-3 не прослеживается (рисунок 2.7.3).

Предполагаемый продуктивный пласт по данным каротажа показывает мощную глинистую толщу. Этот факт делает не возможным проведение испытаний горизонта на этой скважине. В виду того, что данный интервал прослеживается на остальных диаграммах ГИС возможно есть смыл провести повторную интерпретацию во избежание технических ошибок. Вцелом совокупность методов ГИС ярко отображает литологическую и петрофизическую характеристику разреза и дает возможность четко выделять границы продуктивных горизонтов и соответственно проводить их Испытания

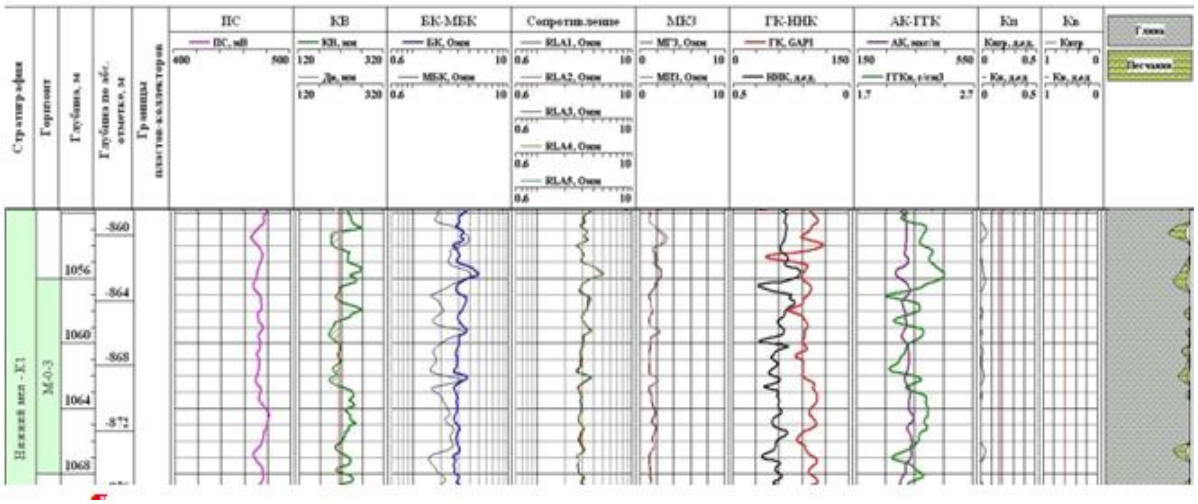


Рисунок 2.7.3 – Анализ результатов ГИС. Выделение продуктивного горизонта М-0-3

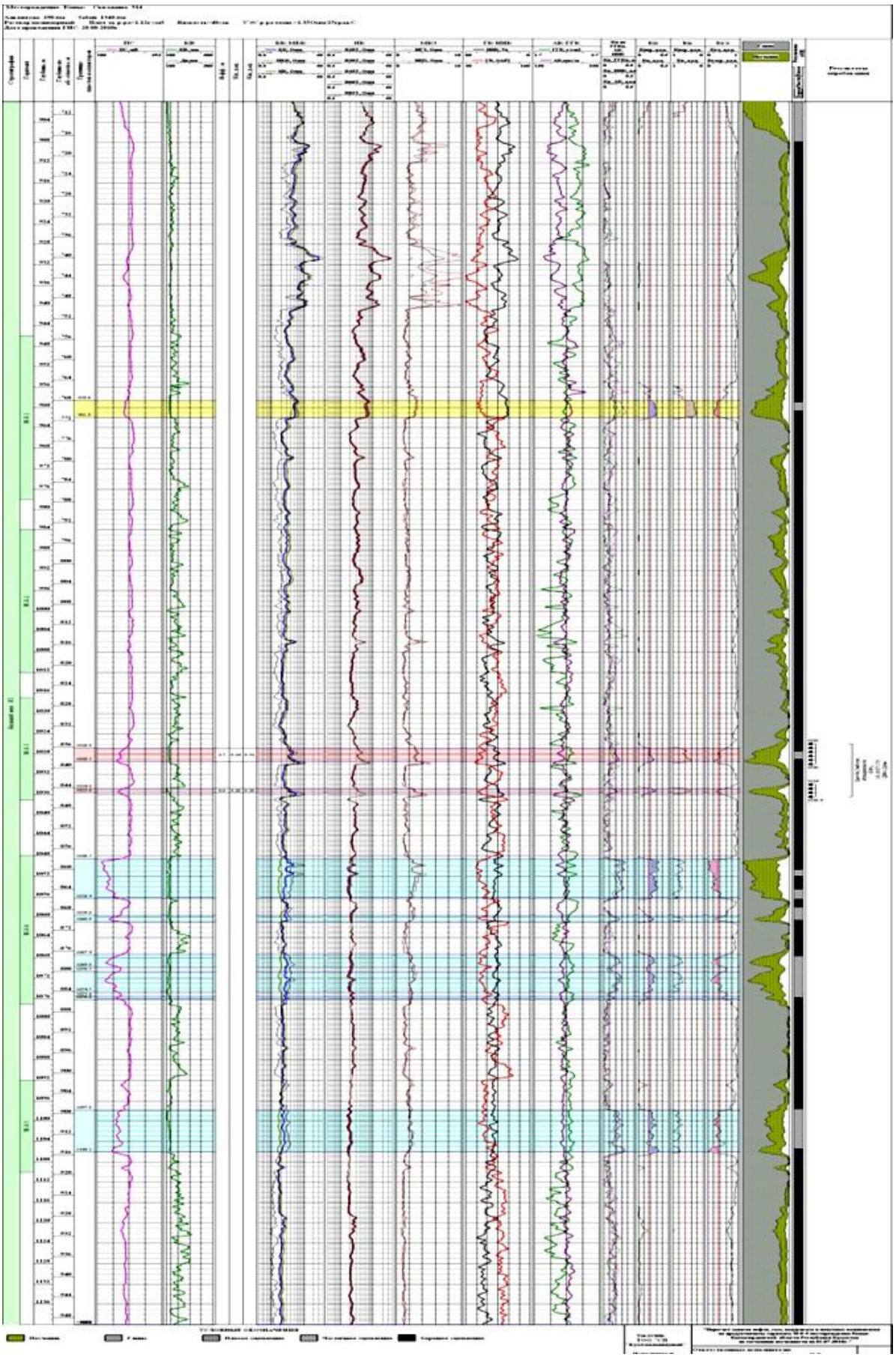


Рисунок 2.7.2 – Геолого-геофизическая характеристика разреза скважин по данным ГИС

2.8 Методика и результаты опробования скважин

Испытание перспективных объектов, выявленных по данным ГИС в разрезе скважин, производилось с целью:

- вызова притока;
- определения типа пластовых флюидов;
- отбора представительных поверхностных и глубинных проб для последующего комплексного изучения их физико-химических и товарных свойств;
- для изучения гидродинамических параметров продуктивной части разреза, ее начальных термобарических и дебитных характеристик, составляющих основу для расчетов технологических показателей разработки месторождения.

Опробование скважин проводилось в скважинах обсаженных эксплуатационной колонной и в открытом стволе. В скважинах обсаженных эксплуатационной колонной проводилось по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса исследовательских работ, задавка и изоляционные работы.

В поисковый период в скважинах опробовались все пласты, имеющие положительную характеристику по ГИС снизу в вверх. В разведочных и эксплуатационных скважинах опробовались только номенклатурные продуктивные горизонты.

Вскрытие продуктивных горизонтов перфорацией проводились в скважинах, заполненных глинистым раствором с теми же параметрами, с которыми вскрывался продуктивный горизонт при бурении, с обязательной привязкой по ГК и ЛМ. При этом использовались кумулятивные перфораторы типа ПКС-80, ПКС-105 и ПКРУ-65, плотностью зарядов от 6 до 28 отверстий на один погонный метр. Так же применялись перфораторы Predator, DinamitNobel, DunaWell, Innocor и InnovatorLink с плотностью зарядов от 10 до 117 отв./м. Точность интервала перфорации контролировалась записью термометрии и локатором муфт. Перед опробованием скважины проводилась запись АКЦ для контроля за качеством цементажа эксплуатационных колонн. После окончания опробования объекты изолировались установкой цементных мостов или взрыв-пакеров, герметичность которых определялась опрессовкой на 10 - 12 МПа или снижением уровня с последующим прослеживанием через 2 часа в течение суток.

В процессе опробования для подъема флюидов применялись насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм (НКТ), отечественного и зарубежного производства, спускаемые на 5-10 м выше кровли вскрытого интервала. Вызов притока осуществлялся путем снижения забойного давления (с целью создания депрессии на пласт), заменой глинистого раствора на нефть с последующей аэризацией компрессором СД-9/101 и ЦА-320. После получения притока нефти из пласта производилась очистка скважины через 7-10 мм штуцер до восстановления естественных

фильтрационно-емкостных свойств пласта. Показателем качественной очистки являлось стабильное фонтанирование скважины нефтью и отсутствие фильтрата бурового раствора и твердых частиц, что определялось при работе через сепаратор.

В зависимости от полученного притока пластового флюида проводился соответствующий комплекс исследований. При получении фонтанирующего притока нефти, исследовательские работы начинали с замера начального пластового давления, пластовой температуры глубинными манометрами. В период замера рост давления регистрировался показаниями устьевых манометров через 3-10 минут в начале и 30-60 минут в конце. Давление считалось восстановленным, когда показания повторялись три раза в пределах погрешности манометров. После восстановления давления производился замер градиента давления по стволу через каждые 50 м с выдержкой в каждой точке по одному часу. При необходимости отбора глубинной пробы из объекта, скважина переводилась на 1,5-2 мм штуцера и производился отбор глубинной пробы пробоотборником ВПП-300 в количестве 3-х проб.

В случае получения не фонтанирующих притоков нефти исследования проводились методом прослеживания уровня. Состав жидкости по стволу при прослеживании уровня контролируется постоянным отбором по стволу с помощью желонки. В холодное время года при исследовании скважин использовались передвижные паровые установки ППУ-100-1200.

На месторождении Коныс, продуктивный горизонт М-0-3 был опробован в 14 скважинах.

Объектами опробования явились интервалы, имеющие благоприятную геолого-геофизическую характеристику.

Опробование проводилось с целью выявления промышленных притоков углеводородного сырья, установления залежей в продуктивных горизонтах и определения их промышленной значимости.

В задачи испытания и опробования перспективных пластов входил следующий комплекс работ: вскрытие горизонта, вызов притока, определение характера насыщенности пласта, отбор проб пластовой жидкости, нефти и газа, определение дебита, замер забойного, пластового давлений, температуры и других показателей.

Исследования в продуктивных отложениях проводились в скважинах, заполненных слабоминерализованным, глинистым буровым раствором, по общепринятой методике: вскрытие, вызов притока, проведение комплекса исследовательских работ, задавка, изоляционные работы.

Тестирование проводилось расходомером Promas 83 F. В процессе тестирования, кроме замера дебита нефти, также замерялись трубные (Ртр), затрубные (Рзтр), устьевые (Руст) давления.

3 Анализ результатов и оценка эффективности комплексных промысловых и геофизических исследований

3.1 Анализ результатов сейсмических исследований

По результатам проведенных сейсмических исследований и данных бурения установлено довольно сложное структурно-тектоническое строение месторождения.

В 2013 г на месторождении Коныс выполнена переинтерпретация сейсморазведочных материалов 3Д с учетом данных бурения новых скважин. В результате уточнено геологическое строение меловых и юрских отложений и положения тектонических нарушений. Месторождение Коныс разделено на три участка: северный, южный и юго-западный, каждый из которых представляет отдельную брахиантиклинальную структуру (рисунок 3.1).

Юрские отложения, которые к северу и северо-востоку выклиниваются под подошву неокомских отложений нижнего мела, распространены только в пределах южного и юго-западного участков и тектоническими нарушениями разного направления разделены на отдельные блоки различной конфигурации.

Структурные планы отражающих горизонтов Ю-0-4, Ю-0-3, Ю-0-2, Ю-0-1 аналогичны (рис 3.1.2-3.1.6). По ОГ Ю-0-4 (Рисунок 3.1.2) обширный южный участок отделен от юго-западного основным тектоническим нарушением F2 субмеридианального простирания.

Самый большой по размеру южный участок занимает всю центральную и южную части контрактной территории и представляет собой брахиантиклинальную полусводовую структуру, простирающуюся с северо-запада на юг. По всему участку прослеживается серия разнонаправленных тектонических нарушений, которые делят участок на отдельные блоки и зоны. Минимальные отметки в своде южного участка прослежены на отметках минус 1990 м, отложения моноклинально погружаются северо-запад и восток до абсолютных отметок -1290 и -1310 м.

Юго-западный участок представляет собой двухсводовое антиклинальное поднятие, которое ограничено с запада нарушением F3, с востока нарушением F2 отделяется от южного участка. Минимальные отметки -1076,9 м в скважине 24-ЮК и -1067 м в скважине 10-ЮК, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -1160 м. По ОГ Ю-0-3 (Рисунок 3.1.3) на южном участке тектоническими нарушениями обособляются отдельные блоки и зоны, где минимальные отметки составляют минус 1098, минус 1091 и так далее метров, отложения моноклинально погружаются северо-запад и восток до абсолютных отметок -1200 м. На северо-востоке отложения выклиниваются под отложения мела.

На юго-западном участке минимальные отметки -1022,4 м в скважине 24-ЮК и -1009,5 м в скважине 10-ЮК, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -1110 м.

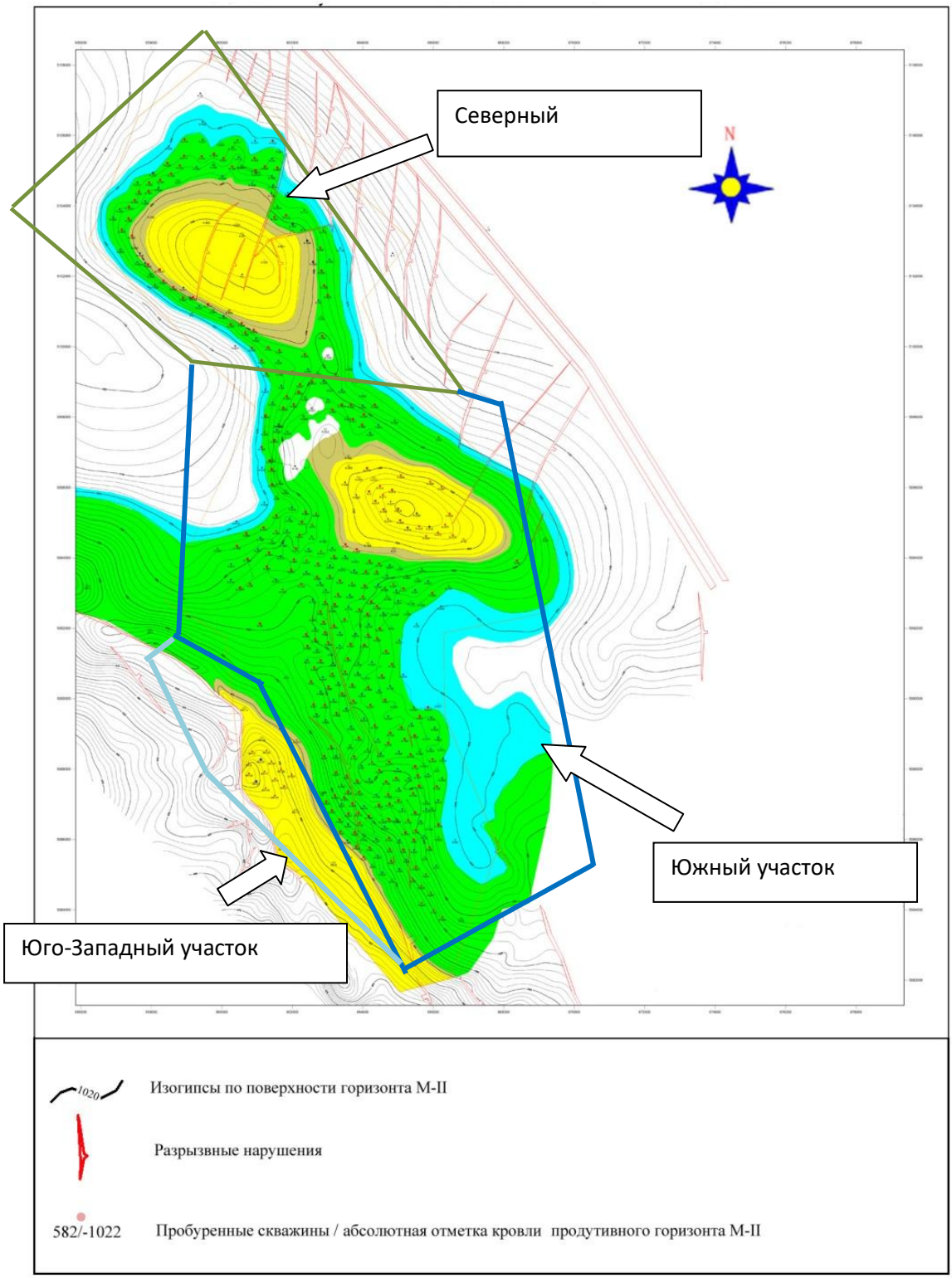


Рисунок 3.1.1 – Структурная карта по отражающему горизонту М-II

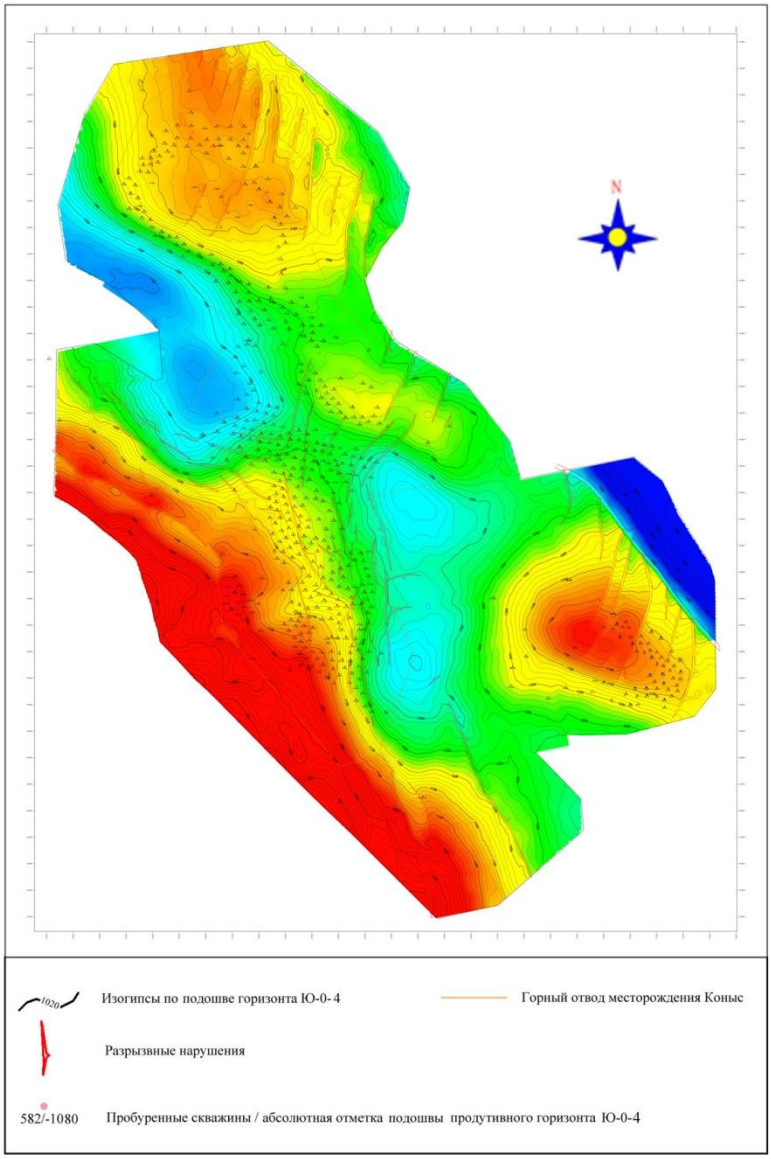


Рисунок 3.1.2 – Структурная карта по отражающему горизонту Ю-0-4

Минимальные отметки составляют минус 1069,5, 1079,3 и так далее метров, отложения моноклинально погружаются северо-запад и восток до абсолютных отметок -1150 м. На юго-западном участке минимальные отметки -986,4 м в скважине 24-ЮК и -934,9 м в скважине 10-ЮК, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -1050 м.

По ОГ Ю-0-1 (Рисунок 3.1.6) северо-восточная часть южного участка срезана зоной выклинивания юрских отложений под меловые. Минимальные отметки составляют минус 997,9, 1005,9 и так далее метров, отложения в пределах контрактной территории моноклинально погружаются северо-запад и восток до абсолютных отметок -1100 м. На юго-западном участке в южной части отложения выклиниваются под меловые.

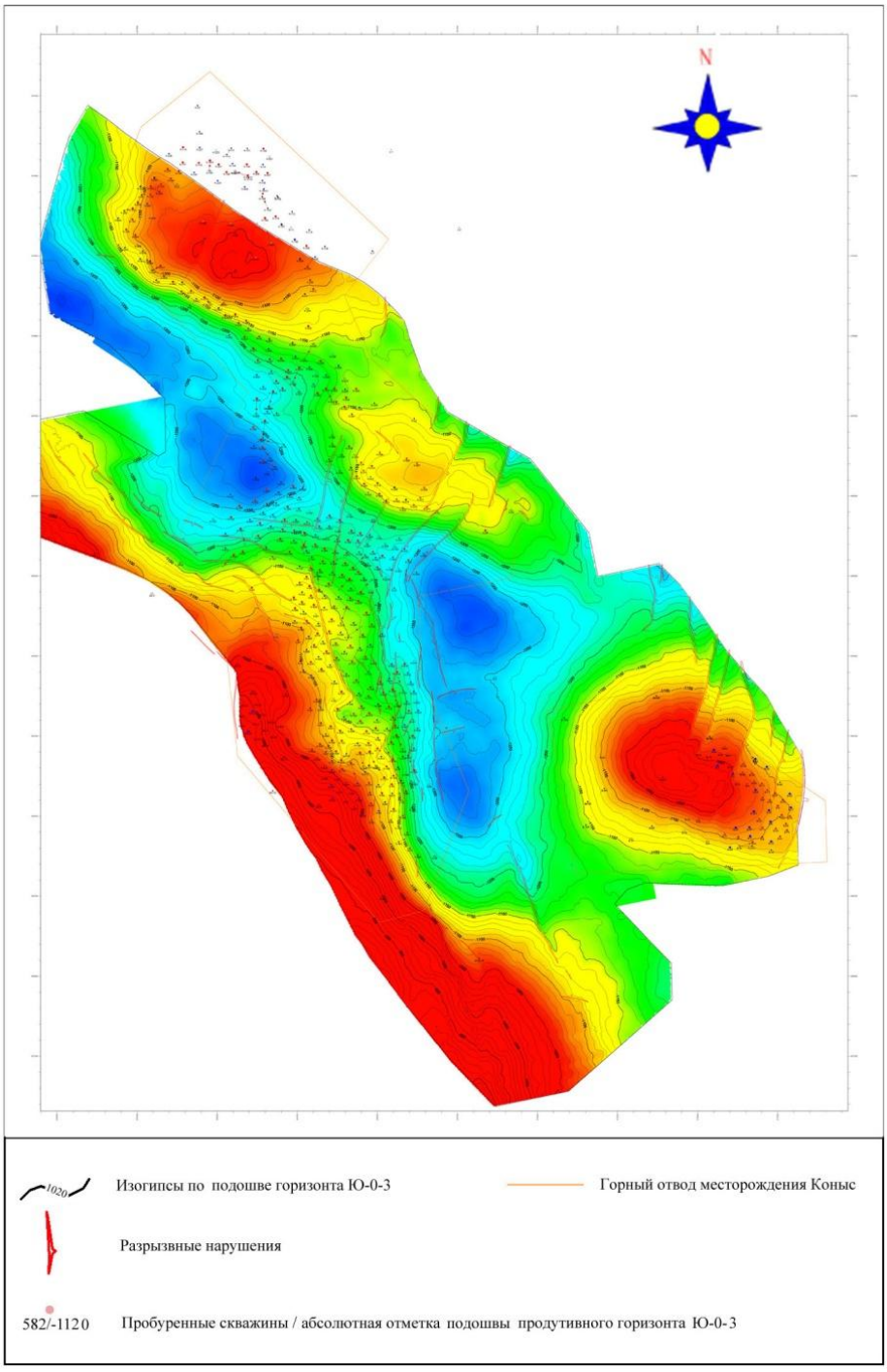


Рисунок 3.1.3 – Структурная карта по отражающему горизонту Ю-0-3

Минимальная отметка -953,8 м в скважине 24-ЮК, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -1000 м.

По кровле ОГ М-II (Рисунок 3.1.1) характеризующему кровлю песчаного пласта арыскумского горизонта (нижний неоком) выделено три отдельных участка: северный, южный и юго-западный, каждый из которых представляет брахиантиклинальные структуры.

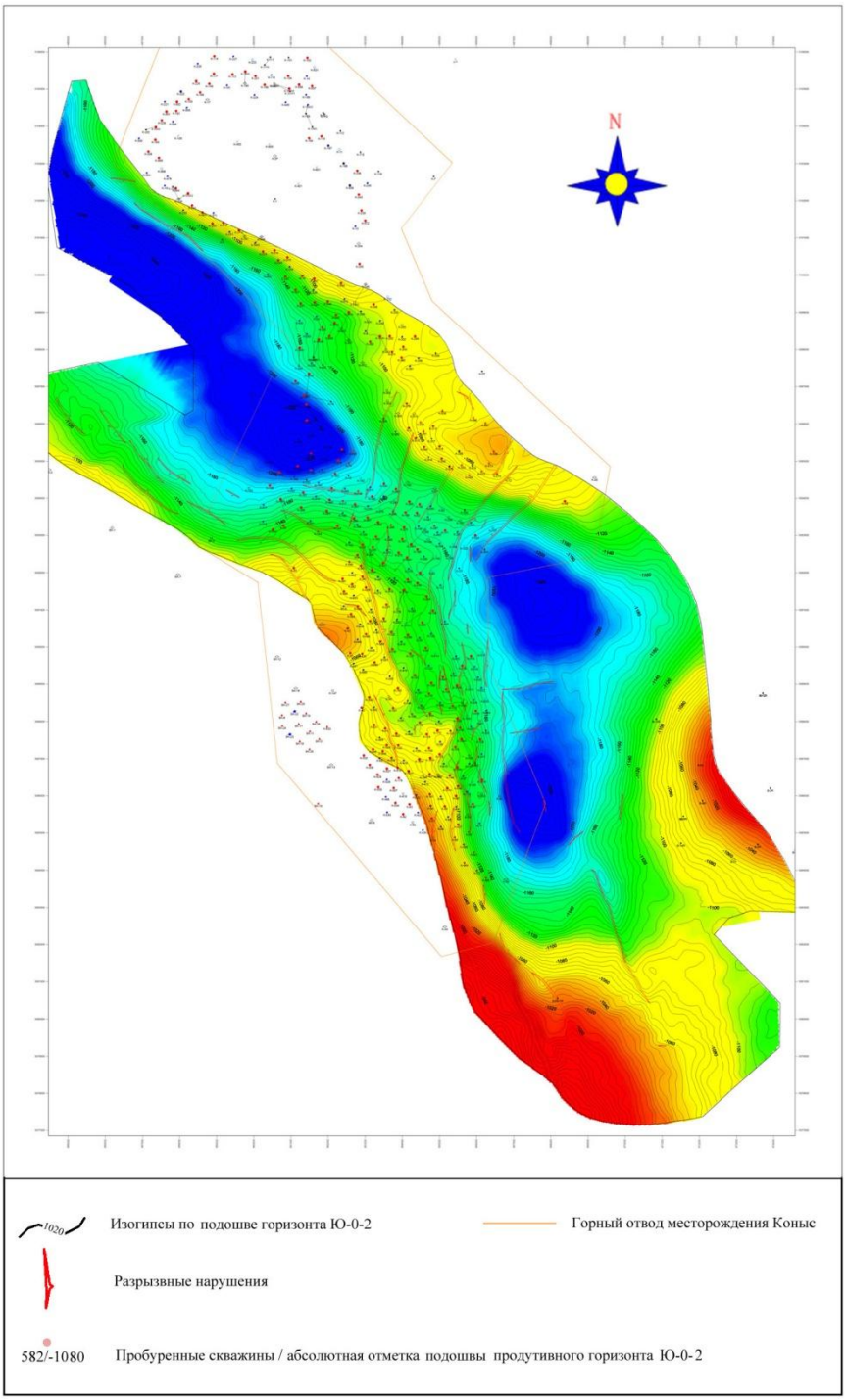


Рисунок 3.1.4 – Структурная карта по отражающему горизонту Ю-0-2

На северном участке в северо-восточной части прослежен ряд кулисообразных тектонических нарушений субмеридианального направления, свод поднятия также осложнен рядом разно ориентированных тектонических нарушений. Минимальные отметки в своде -1017-1018 м, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -1150 м.

Южный участок в своде осложнен продольными сбросами f1, f2 и поперечным сбросом f3, примыкающими к сбросу F2. Амплитуды тектонических нарушений изменяются от 5м до 20 м. Минимальные отметки

в своде -980 м, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -1080 м.

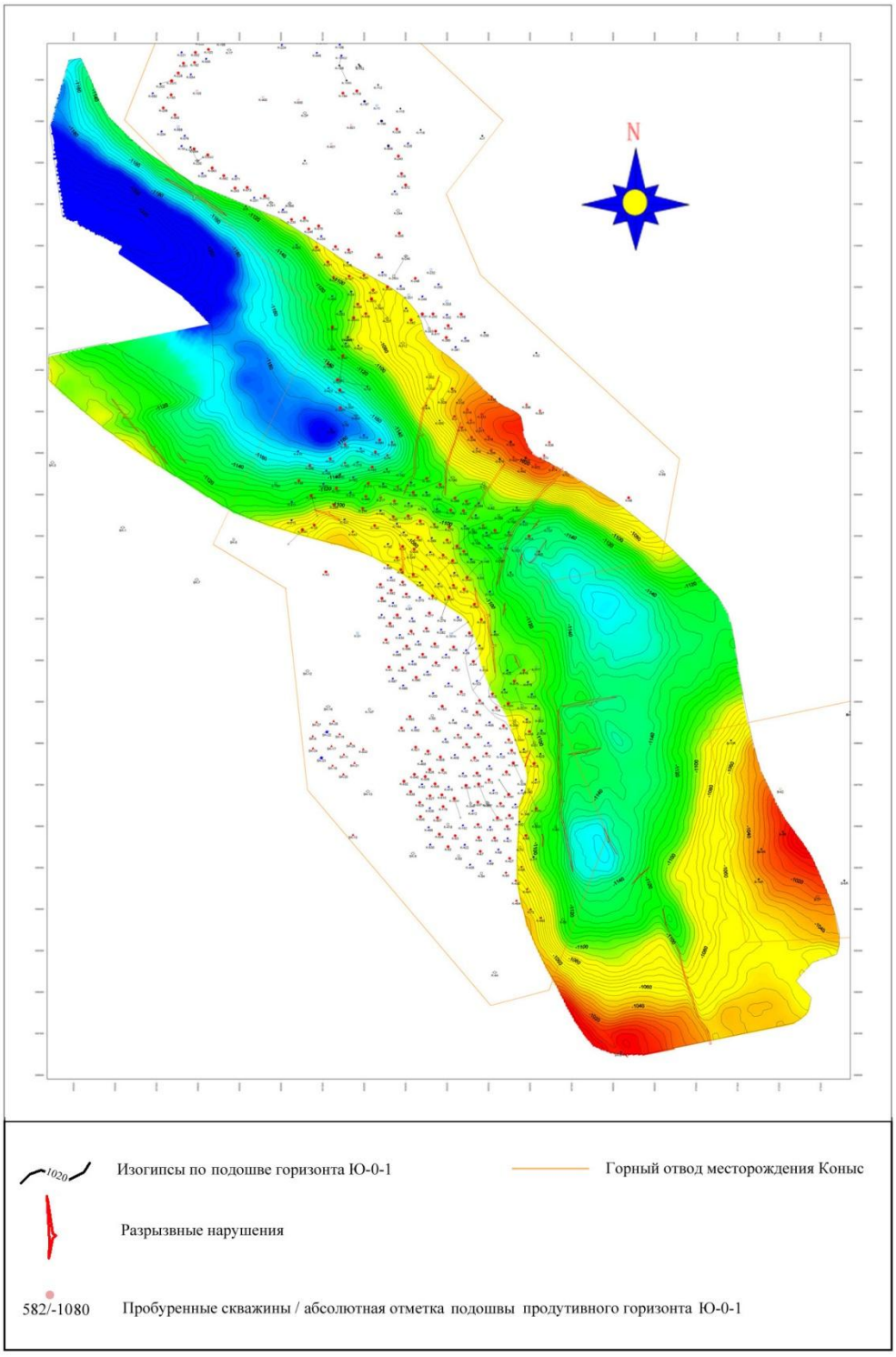


Рисунок 3.1.5 – Структурная карта по отражающему горизонту Ю-0-1

Юго-западный участок представляет собой полусводовое поднятие, экранированное с запада, юга, востока тектоническими нарушениями F2 иF3. Минимальные отметки -904 м в скважине 10-ЮК, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -980 м.

По ОГ М-0-3 (рисунок 3.1.6) структурный план повторяет строение ОГ М-II. Сама структура разделена на 2 участка разрывным нарушением f6, который в свою очередь является экраном. Минимальные отметки горизонта находятся в центральной части, в своде, далее отложения моноклинально погружаются на восток.

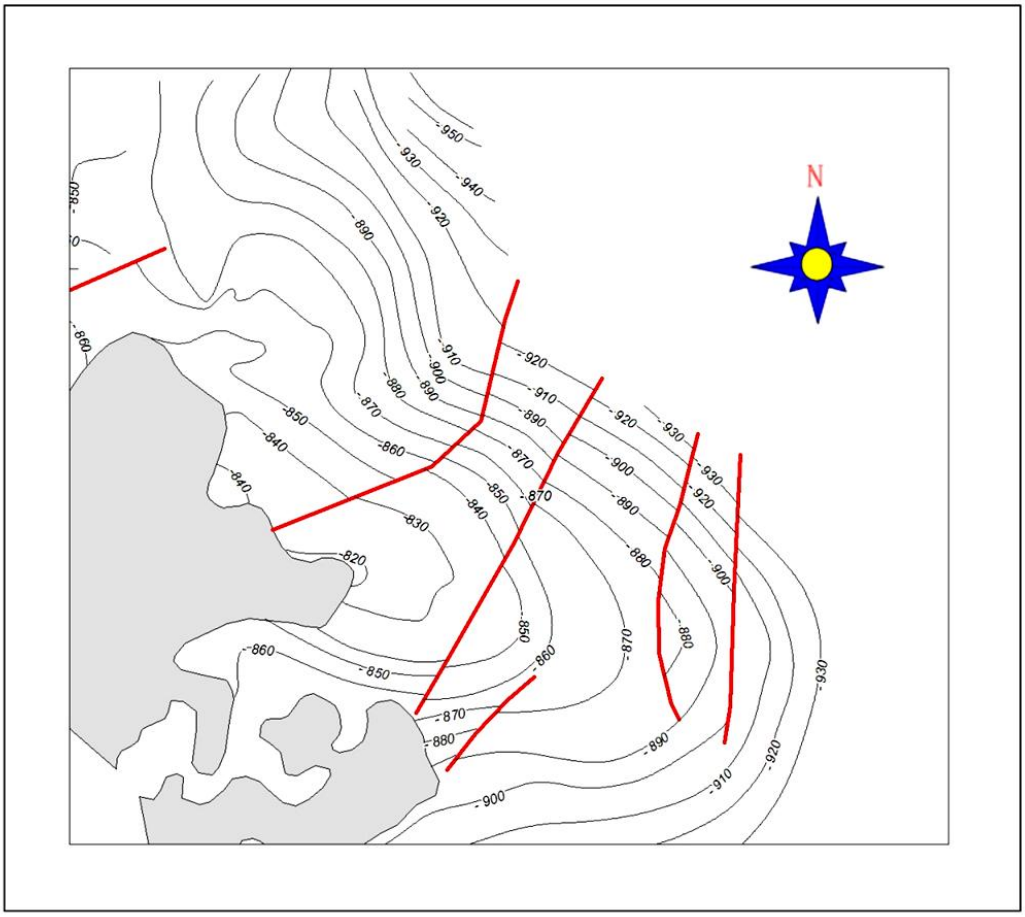


Рисунок 3.1.6 – Структурная карта по отражающему горизонту М-0-3

По ОГ М-0-2 структурный план повторяет строение ОГ М-II, минимальные отметки на северном участке в своде -762-762,7 м, отложения моноклинально погружаются на запад до -800 м и более, на восток до отметок -870 м и более. На южном участке минимальные отметки -782,1 м, отложения погружаются на запад и восток до абсолютных отметок 860 м и более. На юго-западном участке минимальные отметки -776,2 м в скважине 24-ЮК и -777,5 м в скважине 10-ЮК, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -810 м.

Структурные карты по отражающим горизонтам нижнего мела увязанны с данными бурения и использованы при построении структурных карт по кровле коллекторов продуктивного горизонтов.

3.2 Анализ результатов и оценка эффективности комплексных промысловых и геофизических исследований скважин

3.2.1 Методика выделения эффективных толщин и характеристика пластов-коллекторов

Коллекторы продуктивных горизонтов относятся к типу гранулярных и представлены песчаниками и алевролитами с прослоями гравелитов и песков.

Для выделения коллекторов и оценки их эффективной толщины использован весь комплекс геолого-геофизических исследований. При этом в основу положены критерии, установленные в процессе обобщения геофизических данных и сопоставление с керном и результатами опробования пластов.

Выделение коллекторов и оценка эффективной толщины проводились по характерным для терригенного типа пород качественным признакам, согласно существующим правилам, с учетом всех особенностей разреза продуктивной толщи.

К качественным признакам выделения коллекторов в разрезе относятся:

- наличие глинистой корки или сохранение номинального диаметра на кавернограмме;
- положительное приращение потенциал-зонда над градиент-зондом;
- уменьшение естественной радиоактивности относительно вмещающих пород и увеличение значений вторичной гамма – активности;
- повышение удельного сопротивление в нефтяной части;

В разрезе месторождения выделяются 11 продуктивных горизонтов: М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-II, Ю-0-1, Ю-0-2-1, Ю-0-2-2, Ю-0-3, Ю-0-4.

При определении эффективной мощности из пластов-коллекторов исключались плотные и глинистые прослои.

Глины выделялись по показаниям методов радиоактивного каротажа, кавернометрии и по ПС. Плотные малопористые породы имеют высокое сопротивление, значительно превышающее сопротивление продуктивных коллекторов, что обусловило их выделение на диаграммах микрозондов, бокового каротажа, микробокового каротажа, которые и были использованы для исключения плотных и малопористых прослоев. Так же их наличие контролировалось показаниями акустического, плотностного и радиоактивного каротажа.

Газонасыщенные коллекторы в разрезе скважин характеризуются аномально низкой пористостью по методу нейтронного каротажа по сравнению с пористостью по методам акустического и плотностного каротажа против данного коллектора, что позволяет достаточно четко отличить газоносные пласты от нефтеносных. Сопротивление газоносных пластов колеблется в широких пределах - от 5,0-32,0 Омм.

Сопротивление нефтеносных пластов изменяется в диапазоне от 6 до

более 46,0 Омм; сопротивление водоносных пластов от 1.4 до 6.0 Омм.

Однако в действительности из-за проникновения раствора в пласт и малой глубинности метода показания нейтронного каротажа против газоносного пласта заметно уменьшаются и практически не отличаются от показаний против водоносных и нефтеносных пород той же пористости. Вследствие этого выделение газонасыщенных пластов затрудняется.

В таком случае принадлежность пластов к газо-, нефте- или водонасыщенным коллекторам устанавливают по принятым в подсчете запасов абсолютным отметкам положения ГНК, ГВК или ВНК.

3.2.2 Определение литологии

По геофизическим методам на кроссплоте ГГК-п (плотностной каротаж) – Кп ННК (нейтронный каротаж) – большинство точек находятся в основном на линии известняка (рисунок 7.1), что подтверждает с данными керна которые описываются переслаиванием песчаника и гравелита.

Песчаник известковистый, с нечастыми включениями гравия окатанный и полуокатанный. Структура – псефито-псаммитовая. Плохо отсортированный. Гравий представляет собой обломки пород различного состава. Размытых осадочных пород – уголь, глинистые породы, алевролит и др. Также обломки кварца, полевого шпата, слюды.

Глина алевритистая, известковистая, полиминеральная. Глинистые минералы (каолинит, монтмориллонит, гидрослюда) представлены слоистыми силикатами.

На примере кроссплота видно, что Кп по НГК для глины меняется от 0.34 до 0.38 д.ед. ГГКп для глины меняется от 2.18 до 2.36 г/см^3 (рисунок 3.2.1).

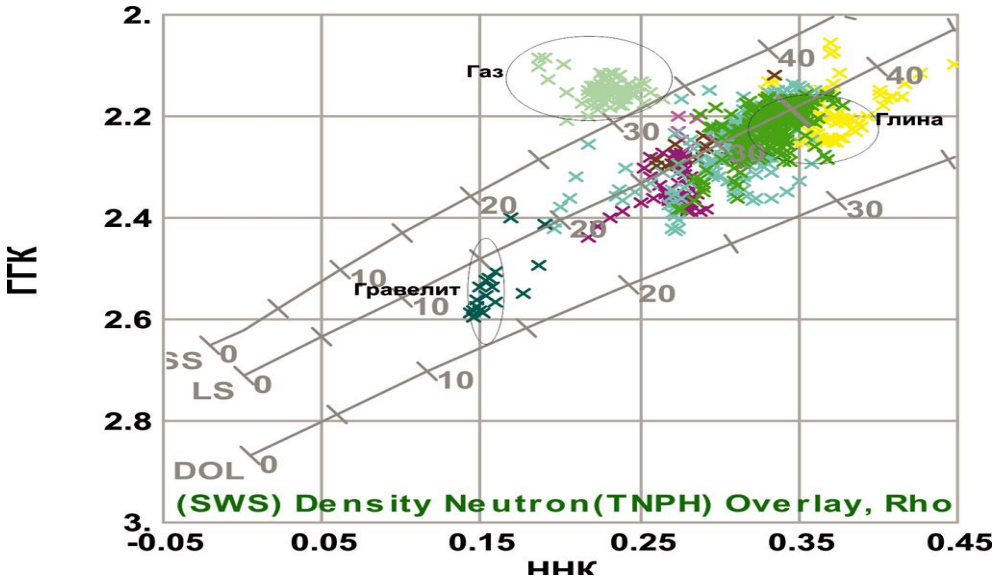


Рисунок 3.2.1 – Оценка качества и определение литологии по комплексу ГГК-П-Кп (ННК)

3.2.3 Определение коэффициента глинистости

Для определения глинистости использовался метод ГК, а для оценки флюидов – УЭС пласта и промытой зоны, определенные по данным индукционного или бокового каротажа. Глинистость определялась по зависимости естественной гамма-активности изучаемых пород от содержания глин, кривая ГК(GR) была пересчитана в коэффициент глинистости по зависимости Ларионова - «разностного» относительного параметра от глинистости пород:

$$\Delta GR = \frac{GR - GR_{mn}}{GR_{mx} - GR_{mn}},$$

где Grmin и Grmax максимальные и минимальные показания, наблюдаемые против песчаников и глинистых пластов.

В случае слабой информативности метода ГК (аномалии, не связанные с литологией), глинистость определялась по кривой СГК (спектральный гамма каротаж).

При расчете объемной глинистости в программе была использована формула ***Larionov Old Rock*:**

$$\mathbf{V\ sh = 0.33*(2^{(2+\Delta GR)} - 1).}$$

При определении глинистости по ПС использовалась формула:

$\Delta ПС = \frac{ПС - ПС\min}{ПС\max - ПС\min}$, где ПС – текущее значение потенциала самопроизвольной поляризации;

$ПС_{min}$– значение потенциала самопроизвольной поляризации в неглинистых породах;

$ПС_{max}$– значение потенциала самопроизвольной поляризации в глинах.

3.2.4 Определение коэффициента пористости

Пористость пластов-коллекторов определялась по результатам лабораторного исследования образцов керна и методов ГИС.

Для определения пористости с учетом литологии, использованы нейтронная пористость, данные акустического каротажа и методу гамма-гамма плотностного каротажа.

Пористость по **АК** рассчитывалась по следующей формуле:

$$\phi = \frac{Dt - Dtma - Vcl \times (Dtcl - Dtma)}{(Dtfl \times Sxo + Dthy \times (1 - Sxo) - Dtma) \times Cp}$$

где Dt – текущее значение интервального времени;

Dtma – значение интервального времени в породе, равно 180 мкс/м;

Dtfl – значение интервального времени в промывочной жидкости, равно 620 мкс/м;

Dtclay – значение интервального времени в глинах, равно 345 мкс/м для меловых отложений; _ - для юрских отложений;

Dthy - значение интервального времени в нефти;

Vclay – объемное содержание глинистых минералов в породе;

Sxo – промытая зона пласта;

Ср – коэффициент разуплотнения, равная - 1 (согласно методическим рекомендациям, принятая для сцементированного песчаника).

Определение пористости по **Кп/нгк** осуществлялось по формуле:

ǿ = (ǿneu-Vcl×NeuCl+NeuMatrix+Exfact+NeuSal)/(Sxo+(1-Sxo)×NeuHyHI),

где *ǿneu* - текущее значение общей нейтронной пористости;

Vcl – объемная глинистость;

NeuCl – значение для глины по данным нейтронного каротажа.

NeuMatrix – поправка нейтронной матрицы;

NeuSal – поправка нейтронной солености по данным нейтронного каротажа;

Exfact – коэффициент экскавации по данным нейтронного каротажа;

NeuHyHI – кажущийся водородный показатель углеводородов по данным нейтронного каротажа;

Sxo – водонасыщенность промытой зоны.

Для определения пористости по данным НГК, записанные в усл.ед. нейтронная пористость определялось по общепринятой методике.

Определение пористости по **ГГКп** осуществлялось по формуле:

$$\phi = (\rho ma - \rho b - Vcl \times (\rho ma - \rho cl)) / (\rho ma - \rho fl \times Sxo - \rho hy_ap \times (1 - Sxo)) \ ,$$

где ρb – текущее значение ГГКп;

ρma – плотность матрицы;

ρcl – плотность глин;

ρfl – плотность фильтрата;

ρhy_ap – плотность углеводорода;

Vcl – объемная глинистость;

Sxo – водонасыщенность промытой зоны.

Входные константы, используемые для расчета коэффициента пористости Кп, были приняты следующие,

- δск.- песчаника – мел (М-0-1-М-0-5 = 2,69 г/см^3; М-II = 2,71 г/см^3)
  юра (Ю-0-1 - Ю-0-4 = 2,69 г/см^3);
- δж - 1,0 г/см^3.

В качестве опорных пластов были взяты пласты глин в подошве горизонта М-5. Характеристика опорных пластов по скважинам приведена в приложении 11 (том V). Определенные значения пористости по пластам - коллекторам изменяются в пределах 0,10-0,40 д.ед. Сопоставление данных Кп по керну и Кп по ГИС по продуктивной части горизонта приведено в таблице 4. Данные анализов керна использовались для проверки и подтверждения пористости по данным ГИС. При сопоставлении «Кп керн-Кп ГИС» были взяты интервалы пластов наиболее однородных по литологии. В графике указаны коэффициенты пористости по разным лабораториям, сходимость коэффициентов пористости по ГИС и керну хорошая, имеет

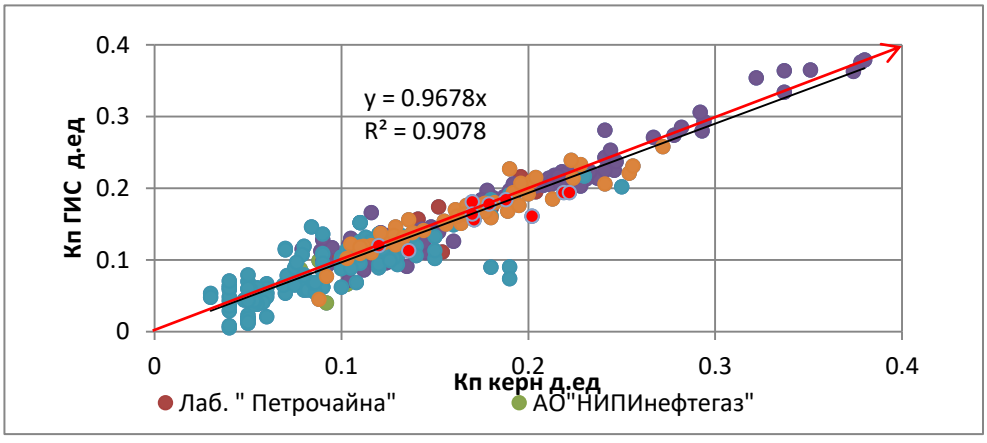
коэффициент корреляции по меловым отложениям 0.91, по юрским отложениям 0.72.

Таблица 3 – Сопоставление данных Кп по керну и Кп по ГИС по продуктивной части горизонта

Горизонт	Кол-во определений	Кп керн (ср.арифм)	Кп ГИС срв	
			газ	нефть
М-0-1	45	0,38	0,27	
М-0-2	30	0,24	0,27	
М-0-3	-	-	0.21	0,23
М-0-4	6	0,23	0,23	
М-0-5		-	0,23	
М-II	140	0,18	0.18	0,14
Ю-0-1	116	0,22		0,21
Ю-0-2-1	45	0,20		0,20
Ю-0-2-2	74	0,21		0,20
Ю-0-4	-	-		0,19
Юго-западный участок				
М-0-1		-	0.28	-
М-0-5	13	0,28		-
М-II	16	0,21		-
Ю-0-1	2	0,25	0.23	-
Ю-0-2	4	0,14	0.18	0,21
Ю-0-3	94	0,21	0.20	0,20
Ю-0-4	38	0,22		-

Сопоставление коэффициентов пористости определенных по ГИС и керну представлено на графике (рисунок 3.8 и 3.9).

Рисунок 3.2.2 – Сопоставление величин Кп керн - Кп ГИС по меловым отложениям по лабораториям



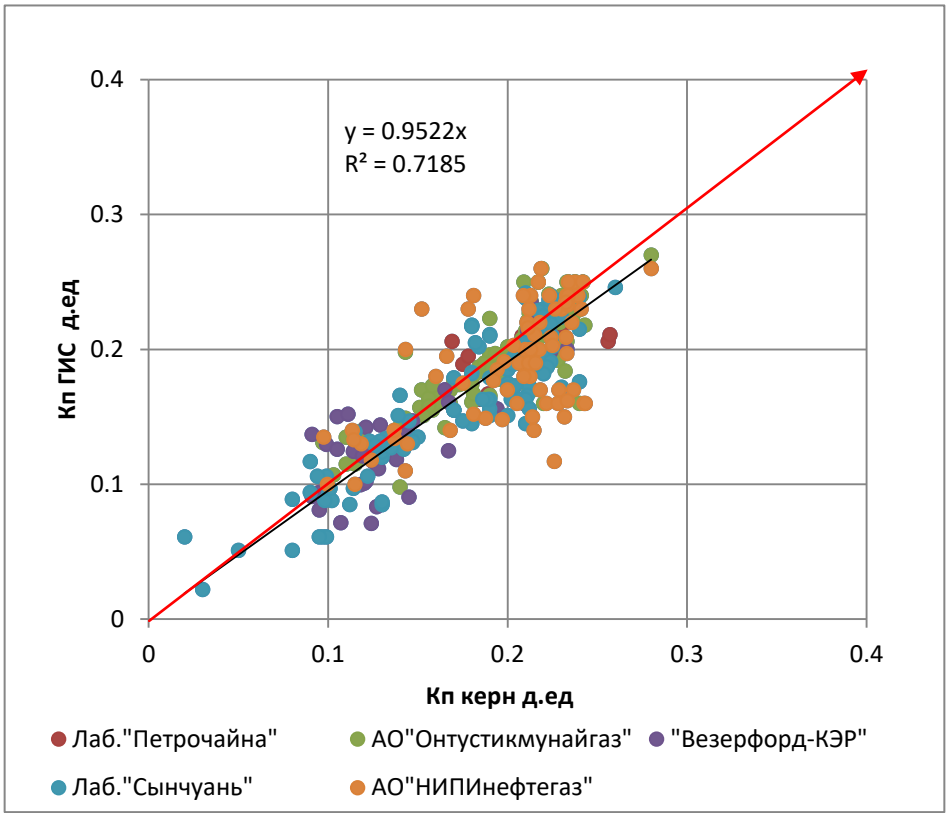


Рисунок 3.2.3 – Сопоставление величин Кп керн - Кп ГИС по юрским отложениямпо лабораториям

Сопоставление величин пористости и нефтегазонасыщенности по данным ГИС по годам приведен на таблице 5.

Таблица 4 – Сопоставление коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности по данным ГИС по годам

Горизонт	2011г.			2014г.	
	Зона	Кп	К г/К н	Кп	К г/К н
М-0-1	ЧГ	0,28	0,65/	0,27/	0,63/
М-0-2	ЧГ	0,29	0,53/	0,27/	0,56/
М-0-3	ЧГ	0,20	0,55/	0,21/ 0,23	0,55/ 0,57
М-0-4	ЧГ	0,17	0,50/	0,23/	Кп
М-0-5	ЧГ	0,23	0,52/	0,23/	0,52/
М-II	ЧГ	0,19	0,73/	0,18	0,73/
	ГН	0,15	0,61/	0,20	0,59/
		0,15	/0,69	0,15	/0,68
	ЧН	0,15	/0,65	0,14	/0,64
	ВН	0,20	/0,57	0,20	/0,57
Ю-0-1	ЧН	0,22	/0,54	0,21	/0,52
	ВН	0,20	/0,53	0,20	/0,51
Ю-0-2-1	ЧН	0,20	/0,56	0,20	/0,55
	ВН	0,22	/0,56	0,22	/0,55
Ю-0-2-2	ЧН	0,20	/0,55	0,20	/0,58

Продолжение таблицы 4

Ю-0-4	ГВ	0,19	0,68/	0,19	0,68/
Юго-Западный участок					
М-0-1	ГВ	0,28	0,58/	0,28	0,58/
Ю-0-1	ЧГ	0,25	0,56/	0,23	0,55/
Ю-0-2	ГН	0,18	0,63/	0,18	0,63/
	ЧН	0,24	/0,53	0,21	0,51/
Ю-0-3	ГН	0,20	0,59/	0,20	0,56/
	ЧН	0,20	/0,53	0,20	0,53/
	ВН	0,22	/0,46		

3.2.5 Определение коэффициента нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности определяется как:

Кн =1-Кв

При определении Кв исходными данными служили: сопротивление нефтенасыщенного коллектора, сопротивление пласта при 100% водонасыщении, зависимость параметра насыщения от водонасыщенности.

Кп ГИС - эффективная пористость, д. ед.;

рп- сопротивление пласта, омм;

рв -сопротивление пластовой воды М-0-1 и М-0-2 = 0,16 Омм;
М-0-3 - М-0-5 = 0,12 Омм;
М-II = 0,085 Омм;
Юра = 0,075 Омм.

Входные константы *a,m, n*приняты по петрофизическим зависимостям, построенным по данным анализов керна Бектас (М-0-1 - М-0-5).

Полученные результаты водонасыщенности Кв в виде кривых приведены на планшетах.

Полученные коэффициенты нефтегазонасыщенности Кнг изменяются в пределах 0,40 – 0,87 д.ед. Граничное значение Кнг определено по данным опробования и принято равным 0,40 д.ед.

На рисунке 3.2.4 показано распределение рассчитанных Кнг в опробованных пластах по скважинам, где при опробовании были получены притоки газа, нефти и воды.

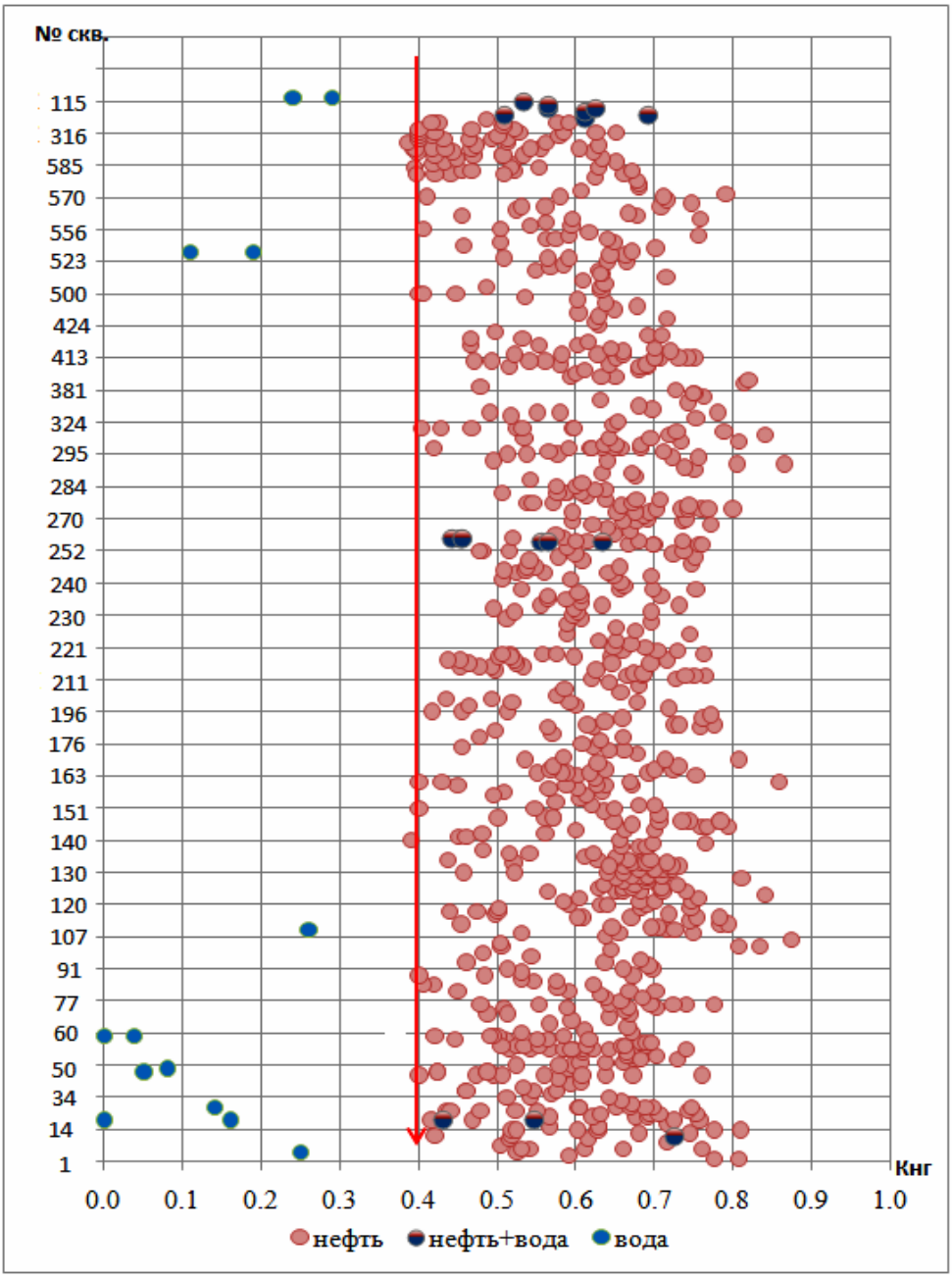


Рисунок 3.2.4 – Определение граничного значения Кнг по результатам опробования

3.2.6 Определение газо-водяных, газонефтяных и водонефтяных контактов

Положение ГВК и ГНК выделялось по данным опробования. Водонефтяной контакт - ВНК определялся по данным методов сопротивления (БК или ИК), по резкому спаду кривой сопротивления в водоносной части пласта.

Принятое по данным ГИС положение ГВК, ГНК и ВНК приведено в таблице 6.

Таблица 5 – Принятое по данным ГИС положение ГВК, ГНК и ВНК

Горизонт	№ скв	Глубины, м		Данные и результаты перфорации	
		По каротажу, м	По абсолютной отметке, м	Интервал перфорации, м	Результат испытания
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
М-0-2 (ГВК)	12	1002,0	-811,0	955,0-1005,0	Qг=14,95тыс.м^3/сут Qв=17,28 м^3/сут
М-0-3 (ВНК)	311	1030,0	-838,8	1025,6-1030	Qж=1,6м^3/сут, Обводнен 8%
	597	1032,1	-840,6	1027-1030	Qж=29,0м^3/сут, Обводнен 75%
	598	1025,3	-837,1	1027-1028	Qж=32,4м^3/сут, Обводнен 85%
М-0-4 (ГВК)	317	1042	-851.8	-	-
М-II (ВНК)	20	1290,6	-1085,6	1285,0-1289,0 1289,0-1292,0	Нефть+вода
	5	1276,9	-1079,2	1270,0-1276,0	Нефть+вода
	227	1282,0		1277,0-1278,5	Qн=81,4м^3/сут Qв=4,7м^3/сут
М-II (ГНК)	205	1248,2	- 1053,3	1251,0-1254,0	Qн=7,7м^3/сут
	209	1246,7		1244,5-1248,5	Qг=3,7тыс.м^3/сут Qн=42,2 м^3/сут
	21	1226,3	-1038,0	1218,0-1229,0	Qг=35,56тыс.м^3/сут Qн=7,2м^3/сут
	134	1224,6		1226,0-1235,2	Qг=1,1тыс.м^3/сут Qн=15,3 м^3/сут
	143	1226,0		1220,0-1232,0	Qг=0,2тыс.м^3/сут Qн=3 м^3/сут
	144	1225,0		1217,2-1230,4	Qг=0,2тыс.м^3/сут Qн=12 м^3/сут
	217	1225,3		1228,0-1236,4	Qг=2,98тыс.м^3/сут Qн=31м^3/сут
	218	1225,5		1227,0-1229,0	Qг=2,4тыс.м^3/сут Qн=24,9м^3/сут
	261	1228,1		-	-
	262	1225,5		1231,7-1235,7	Qг=2,8тыс.м^3/сут Qн=39,2м^3/сут
	267	1226,0		-	-
	273	1219,5		1220,0-1228,0	Qг=0,92тыс.м^3/сут Qн=7,4м^3/сут
	276	1227,5		1229,5-1237,4	Qг=0,1тыс.м^3/сут Qн=7,3м^3/сут
	280	1227,1		-	-
	321	1223,0		1224,0-1226,0 1226,5-1232,2	Qг=0,3тыс.м^3/сут Qн=6,3м^3/сут
Ю-0-1 (ВНК)	261	1268,6	-1078,5	1255,3-1256,3 1262,4-1264,6 1265,6-1268,0	Qн=21м^3/сут
ВНК					

3.2.7 Комплекс и методы лабораторного изучения керна

В целом по месторождению, исследования керна отобранного из скважин, проведены в лабораториях физики пласта АО «Онтустикмунайгаз», ТОО СП «Куатамлонмунай», ТОО «Мунайгазгеолсервис» (г.Кызылорда), АО «НИПИнефтегаз».

Комплекс исследования керна включал определения:

- Пористости (полной и открытой);
- плотности пород и зерен;
- проницаемость для газа;
- проницаемость по Клинкенбергу;
- проницаемость по воздуху;
- гранулометрического состава;
- карбонатности;
- удельного электрического сопротивления (Рп и Рн);
- остаточной водонасыщенности и кривые капиллярного давления.

Исследование керна за 2014г, отобранного из пробуренных скважин 40, 41, 49, 74, 520, 551, 16-ЮК проведены в лаборатории ТОО «SichuanHengyiPetroleumTechnicalServices» (г.Сычуань, Китай), из скважин 43, 48, 530, 532 - в лаборатории ТОО «Везерфорд-КЭР» (г.Актау).

В лаборатории ТОО «SichuanHengyiPetroleumTechnicalServices» (г.Сычуань, Китай) проведены стандартный и специальный комплексы исследований.

Стандартный комплекс исследований включал в себя определение пористости, проницаемости, проницаемости по Клинкенбергу, плотности породы, карбонатности, анализ зернистости.

Специальный анализ керна включал следующие виды работ:

-определение пористости и проницаемости под давлением,

-замер относительной проницаемости нефти и воды,

-определение коэффициента вытеснения нефти водой,

-ртутный анализ капиллярного давления, экспертиза шлифов.

В лаборатории ТОО «Везерфорд-КЭР» (г.Актау) были проведены спектральное гамма-сканирование образцов керна с измерением естественной гамма-активности, измерение профиля проницаемости по керну, фотографирование керна при дневном и ультрафиолетовом свете, литологическое макроописание керна, стандартный анализ.

Стандартный анализ образцов керна включал в себя определение пористости, проницаемости, проницаемости по Клинкенбергу, зерновой плотности, нефтенасыщенности и водонасыщенности, гранулометрический анализ.

При спектральном гамма-каротаже (СГК) определяют суммарную естественную радиоактивность породы (гамма-каротаж) и раздельное содержание в ней калия, урана и тория. Использование СГК для оценки глинистости облегчает задачу определения как объемной глинистости Кгл, так и типа глинистости. В нашем случае СГК по керну хорошо

сопоставляется с данными по методу ГК, а также по СГК не наблюдается аномальных участков с содержанием калия, тория и урана.

Замер профиля проницаемости по срезу керна выполняется с целью сопоставления с данными полученными на образцах керна, а также для определения проницаемых участков.

Результаты стандартного анализа использованы для построения зависимостей типа "керн-керн"и "керн-геофизика".

Методика лаборатории АО «НИПИнефтегаз»

Керн фотографировался в белом и ультрафиолетовом свете. На фотографиях указан интервал отбора керна и верхняя отметка глубины отрезка керна, соответствующая надписям на трубах.

Для определения ФЕС пород были изготовлены цилиндрические образцы. Так как из- за разрушенного состояния керна не представлялось возможным выбурить образцы, были изготовлены насыпные модели образцов. Изготовление образцов цилиндрической формы из несцементированных пород выполнялось на установке PLUNGECUT. Отобранные образцы помещались в термоусадочную тефлоновую трубку, торцевые части закрывались двойной металлической сеткой. Термическая усадка упаковочной трубки проводилась с помощью промышленного фена, при температуре 300°С. Такая методика изготовления образцов позволяет провести определение емкостно-фильтрационных свойств несцементированных пород. Массы термоусадочных трубок и сеток зарегистрированы для учета в расчетах.

Пробы на определение карбонатности и гранулометрического состава пород были отобраны из того же слоя, что и образцы цилиндрической формы. Образцам и пробам, отобранным на исследование, была приписана глубина, рассчитанная от верха метрового отрезка керна.

Далее керн выкладывался на столы для детального послойного макроскопического описания пород, после чего укладывался в ящики с последующим размещением на стеллажах в кернохранилище для временного хранения.

Порядок выполнения лабораторного исследования керна следующий.

Цилиндрические образцы и пробы, отобранные на определение гранулометрического состава и карбонатности, экстрагировались от углеводородов и солей смесью хлороформа и этанола в аппаратах Сокслета. Качество очистки от углеводородов контролировалось по цвету растворителя и при осмотре образцов в ультрафиолетовом свете.

По окончании экстрагирования образцы были высушены в сушильных шкафах при температуре 105±2°С. После сушки образцы хранились в эксикаторе с хлористым кальцием.

Объем минерального скелета определялся в калиброванном матричном стакане с известным объемом. Во внутреннюю камеру подавался гелий до установленного давления.

Затем открывался клапан, соединяющий внутреннюю камеру и откалиброванный матричный стакан с образцом, для расширения гелия на

объем стакана с образцом. Далее измерялось установившееся давление (P2). Объем минерального скелета был рассчитан с помощью закона Бойля-Маиотта.

Во время испытания температура окружающей среды принимается постоянной. Объем образца был рассчитан по его диаметру и длине. Пористость была рассчитана по объему минерального скелета и объему образца. Минералогическая плотность была рассчитана из соотношения массы образца к объему минерального скелета. Объемная плотность была рассчитана из соотношения массы образца к замеренному объему образца.

Гранулометрический состав пород определялся ситовым методом (с отмучиванием пелитовой фракции) состоящим из следующих этапов:

– дезинтеграция породы – обработка навески породы 10% раствором соляной кислоты для разрушения карбонатного и железистого цемента, кипячение навески с водой для удаления с поверхности песчаных зерен, прилипающих глинистых частиц;

– удаление отмучиванием частиц размером меньше 0,01 мм;

– рассев, высушенной пробы на ситах с отверстиями 2, 1, 0,5, 0,25, 0,1 и 0,05 мм;

– определение массы полученных фракций;

– вычисление массы пелитовой составляющей (частиц размером меньше 0,01 мм) с учетом карбонатности;

– определение процентного содержания фракций размером >2, 2-1, 1-0,5, 0,5-0,25, 0,25-0,1, 0,1-0,05, 0,05-0,01 и <0,01 мм.

Для определения проницаемости был использован анализатор газопроницаемости и пористости ПИК-ПП, предназначенный для измерения пористости и проницаемости по газу методом нестационарной фильтрации при барических условиях выполнения измерений, при обжимном давлении 2,76 МПА. В качестве фильтрационного газа применялся гелий. Образец керна помещался в кернодержатель Хасслера, на поверхность образца оказывалось всестороннее гидростатическое давление. Измерения выполняются методом падения давления.

Согласно стандарту СТ РК ИСО/МЭК 17025-2007 до проведения замеров на образцах пород на автоматизированном приборе ПИК-ПП были выполнены определения пористости и проницаемости для газа на сертифицированных стандартных образцах. Результаты определений подтвердили готовность прибора для проведения испытаний.

Для оценки достоверности полученных значений пористости и проницаемости другим оператором были выполнены повторные определения на одном из исследованных образцов. Сходимость не превысила допустимых пределов.

Карбонатность пород определялась газометрическим методом по объёму углекислого газа, выделившегося при взаимодействии соляной кислоты и навески измельченной породы. 2

Образцы для определения остаточной водонасыщенности и кривых капиллярного давления были насыщены под вакуумом моделью пластовой

воды. По данным заказчика минерализация модели пластовой воды взята 60 г/л NaCl. Образцы и насыщающий флюид перед насыщением были предварительно вакуумированы.

Пористость образцов, насыщенных моделью пластовой воды, была рассчитана по методике Преображенского.

Полнота насыщения порового пространства определялась сравнением пористости, полученной при насыщении образцов моделью пластовой воды, и пористости, определенной газометрическим методом по гелию.

Остаточная водонасыщенность и кривые капиллярного давления получены методом центрифугирования. Использована рефрижераторная центрифуга Sigma 3-30K. Образцы центрифугировались при скорости вращения ротора от 500 до 9000 об/мин (Рк=0,001- 0,414 МПа) по 30 минут на каждом цикле. Расстояние от оси вращения ротора до образцов составило 4,49-5,23 см. После каждого цикла центрифугирования количество выделенной воды определялось по потере массы образца. Величина капиллярного давления рассчитана по формуле Тульбовича Б.И

В таблице 7. приведены виды и объем исследований керна по горизонтам по месторождению.

Таблица 6 – Виды и объемы исследований керна по горизонтам

Вид исследования		*Количество исследованных образцов*									
Горизонт	М-0-1	М-0-2	М-0-3	М-0-4	М-0-5	М-II	Ю-0-1	Ю-0-2-1	Ю-0-2-2	Ю-0-3	Ю-0-4
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Плотность породы, образец	73	53	56	6	13	262	81	70	9	175	45
Плотность зерен, образец	10	21	56	6		178	180	73	89	30	40
Открытая пористость, образец	70	52	56	6	13	364	179	106	89	175	45
Проницаемость для газа, образец	-	-	56	-	-	174	24	72	-	172	44
Проницаемость по воздуху, образец	60	31	-	-		120	89	-	74	-	-

Продолжение таблицы 6

Проницаемость по Клинкенбергу, обр.	6	2	56	6	13	319	56	82	6	131	15
Карбонатность, образец	13	22	56	6		133	100	44	-	31	40
Гранулометрический состав, образец	13	22	56	6		157	96	50	10	33	40
Определение электри-ческого сопротивления породы, обр.						15	4		-		14
Макроописание породы, м	-	-	35,6	-		34,84	13,21	16,61	-	7,17	12,4
Петрография и фотография шлифа, шл.						52	3	5		10	14
Кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность			36			2	3			3	14
Относительная проницаемость для нефти и воды, обр.						19		1		1	
Вытеснение нефти водой						16					
Ртутная парометрия, обр.						23	8		6	3	
Коэффициент сжатия, обр.						4					
Анализ глинистых минералов методом рентгеновской дифракции (XR)						5					
Сканирование электрон-ным микроскопом, обр.						10					

4 Результаты исследования

4.1 Литологическая характеристика пород-коллекторов и покрышек продуктивных горизонтов

Коллекторы продуктивных горизонтов относятся к типу гранулярных и представлены песчаниками и алевролитами с прослоями гравелитов и песков.

Для петрографической характеристики пород были использованы описания шлифов из 5-ти разведочных скважин - количество шлифов 15; из скважины 401- количество шлифов 31 и из скважины 11-ЮК и 12-ЮК количество шлифов 9.

Горизонт М-II

Литологически представлен чередованием песчаников, гравелитов и алевролитов.

Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, кварц-полевошпатовые, среднесцементированные, карбонатные.

Гравелиты светло-серые, разнообломочные, с включением гальки размером до 4 см, слабосцементированные, песчано-глинистым материалом.

Алевролит светло-серый с включением мелкого гравия (размером до 2мм), хорошо сцементированный, карбонатный.

Горизонт М-II освещен 16 представительными анализами. По результатам анализов керна фильтрационно-емкостные свойства и физические характеристики коллекторов изменяются в следующих пределах:

- диапазон изменения пористости составляет 9,2 – 37,4%, среднее значение – 21,1%;

- плотность породы от 1,71 г/см^3 до 2,43 г/см^3, среднее значение – 2,15г/см^3.

Горизонт М-0-2

Песчаники горизонта серые, полимиктовые, в основном, мелкозернистые. Под микроскопом зерна слабой сортировки, полуокатанной и угловатой формы. В составе зерен присутствует кварц (16,5%), полевой шпат (20%), отмечаются слюды. Обломки, составляющие 54,5%, представлены глинистыми, кремнистыми, глинисто-слюдистыми породами. Отмечается рассеянный пирит. Тип цемента контактовый и контактово-поровый. Состав цемента песчаников глинисто-карбонатный.

Алевролиты полимиктовые, массивной текстуры. Структура крупнозернистая. По составу зерен алевролиты и алевропесчаники относятся к кварц-полевошпатовым. Содержание кварца 23-25%. Размер зерен 0,07-0,10мм. Зерна полуокатанные, угловатые, реже остроугольные. Среди обломков (которые составляют от 40 до 70%) наиболее распространены кремнистые, глинисто-слюдистые породы, встречаются обломки кислых эффузивов. Состав цемента в основном глинистый, глинисто-слюдистый. Тип цемента контактово-поровый, контактный, базальный. Величина обменной емкости глин цемента изменяется от 65 до 100мгэкв/100г. Глины

цемента по составу монтмориллонитового типа. Содержание в них монтмориллонита колеблется от 80 до 88%, гидрослюды от 5 до 15%.

В скважине 2 для пород М-0-2 горизонта выполнено определение пористости и проницаемости при действии давления до 20 МПа. Результаты показывают, что уменьшение пористости породы при давлении 20МПа, относительно пористости замеренной при атмосферном давлении составляет 2,19 - 3,54%, проницаемости соответственно 11,14 - 62,7%. Для определения Кпо в данной скважине была внесена поправка за уплотнение.

По результатам анализов керна фильтрационно-емкостные свойства и физические характеристики коллекторов (30 представительных образца) по горизонту изменяются в следующих пределах:

- диапазон изменения пористости составляет 16,5 – 29,4%, среднее значение – 23,7%;

- проницаемость по воздуху меняется от 12 до 880 мД, среднее значение – 165,5 мД;

- плотность породы - от 1,86 г/см^{3}до 2,41 г/см^3, среднее значение – 2,04г/см^3;

Флюидоупорами продуктивных горизонтов М-0-1 и М-0-2 на месторождении служат глины, коричневые, карбонатизированные. Структура алевропелитовая, пелитовая. Красноцветность пород обусловлена ожелезнением за счет разложения железистого карбоната. Обломочный материал не превышает 10%. Среди обломков преобладают кварц и полевой шпат, причем обломки в основном угловатые, полуокатанные, реже корродированные. Глины от 70 до 95% смешанного состава.

По данным рентгенометрического и адсорбционно-люминисцентного анализов глины относятся к гидрослюдисто-монтмориллонитовому, монтмориллонитовому типу.

Горизонт М-0-3

Песчаники горизонта светло-коричнево-серые, мелкозернистые, глинистые, мезомиктовые, слабосцементированные глинистым цементом порово-контактового типа, со слоистой текстурой, образованной присутствием тонких слойков и линзочек глинистого материала.

Гравелит светло-серый, крупнообломочный, плотный, крепкий, хорошо сцементированный песчано- кальцитовым цементом.

По результатам анализов керна фильтрационно-емкостные свойства и физические характеристики коллекторов (56 представительных образца) по горизонту изменяются в следующих пределах:

- диапазон изменения пористости составляет 24,5 – 45%, среднее значение – 36,25%;

- проницаемость по воздуху меняется от 338,3 до 9366 мД, среднее значение – 2033,61 мД;

- плотность породы - от 2,54 г/см^{3}до 2,94 г/см^3, среднее значение – 2,6г/см^3;

4.2 Определение коллекторских свойств пород

Всего по месторождению определение коллекторских свойств пород произведено на 1641 образцах, из них по продуктивным горизонтам 1267 образцов, из них представительные - 762, в том числе по меловым горизонтам - 336 анализов, по юрским горизонтам - 426 анализов. 374 образцов приходится на вне горизонта.

По результатам исследования образцов были построены следующие зависимости:

- пористости от плотности зерен;
- пористости от плотности породы;
- проницаемости от пористости;
- пористости от объемной глинистости;
- проницаемости от объемной глинистости;
- пористости от карбонатности;
- гистограммы распределения гранулометрических фракций.

Полученные уравнения зависимости зерновой плотности – бск =*f*Кп и плотности пород - бп=*f*Кп по данным керна имеют вид:

Горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-4: $бск = -0,002Кп + 2,69;$

$бп = -0,027Кп + 2,69;$

Горизонт М-II: $бск = -0,0012Кп + 2,71;$

$бп = -0,0265Кп + 2,71;$

Горизонты Ю-0-1, Ю-0-2-1, Ю-0-2-2, Ю-0-3, Ю-0-4:

$бск = -0,0014Кп + 2,69;$

$бп = -0,0029Кп + 2,69;$

Графики зависимости пористости от проницаемости представлены на рисунке 4.2.1-4.2.2 и характеризуются следующими уравнениями:

Горизонты М-0-1 - М-0-5: $Кпр. = 0,0002\, e^{0,499Кп}$ *(R2 = 0,6634).*

Горизонт М-II: $Кпр. = 0,013e^{0,414Кп}$ *(R2 = 0,605).*

Горизонты Ю-0-1, Ю-0-2-1, Ю-0-2-2, Ю-0-3, Ю-0-4:

$Кпр. = 0,001e^{0,474Кп}$ *(R2 = 0,607).*

Графики сопоставления открытой пористости и объемной глинистости представлены на рисунке 4.2.2

Графики сопоставления проницаемости и объемной глинистости представлены на рисунок 4.2.3 (горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-4), рисунок 4.2.4 (горизонт М-II) 4.2.4

Зависимость открытой пористости от карбонатности по горизонтам приведена на рисунок4.2.5 Содержание карбонатного цемента, в основном, как видно из графика меняется от 0 до 20%.

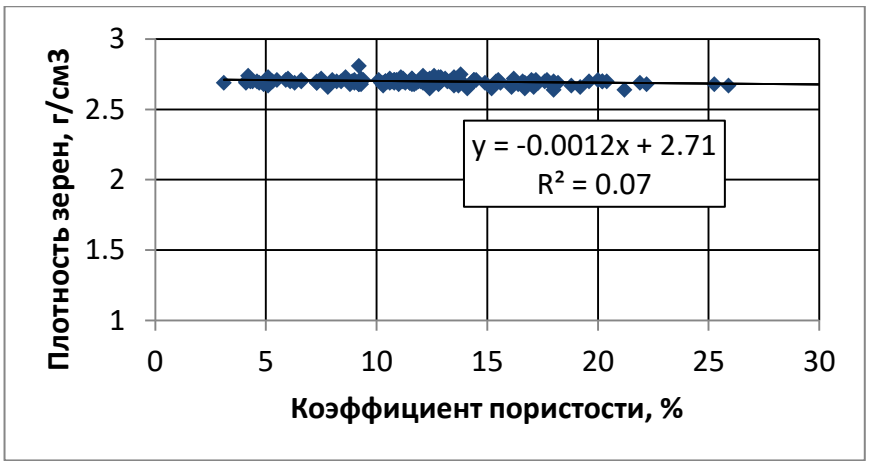


Рисунок 4.2.1 – Сопоставление плотности зерен с пористостью для пород горизонта М-II

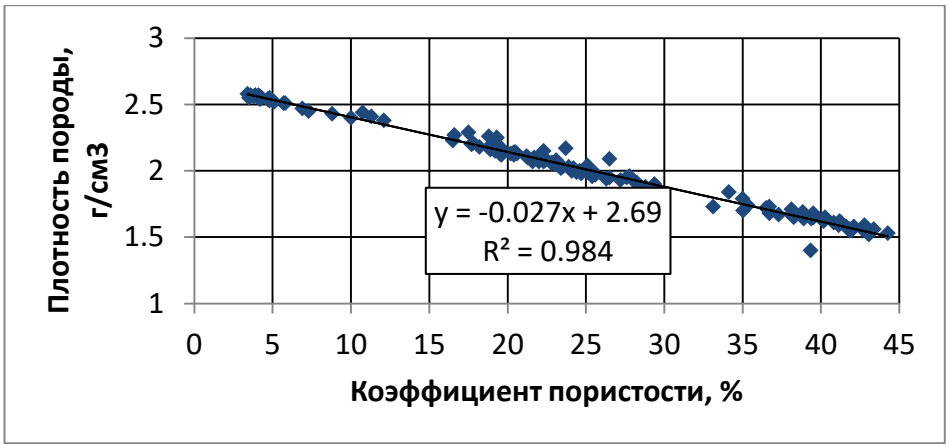


Рисунок 4.2.2 – Зависимость пористости от плотности пород для горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-4

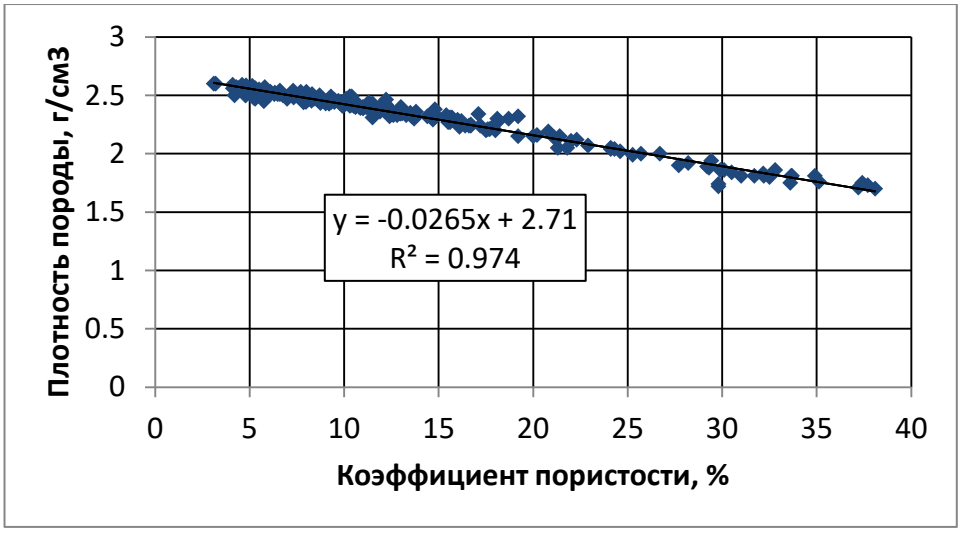


Рисунок 4.2.3 – Зависимость пористости от плотности пород для горизонта М-II

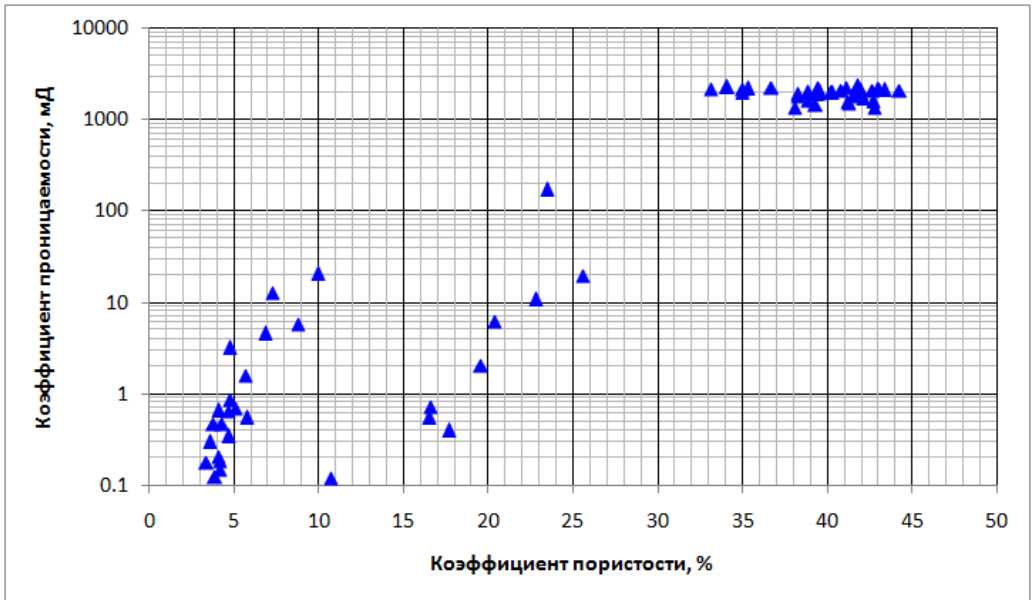


Рисунок 4.2.4 – Зависимость проницаемости от пористости для горизонта М-0-1

Из графика, представленного на рисунок 4.2.4, видно, что по горизонту М-0-1 зависимость Кпр=f(Кп) отсутствует.

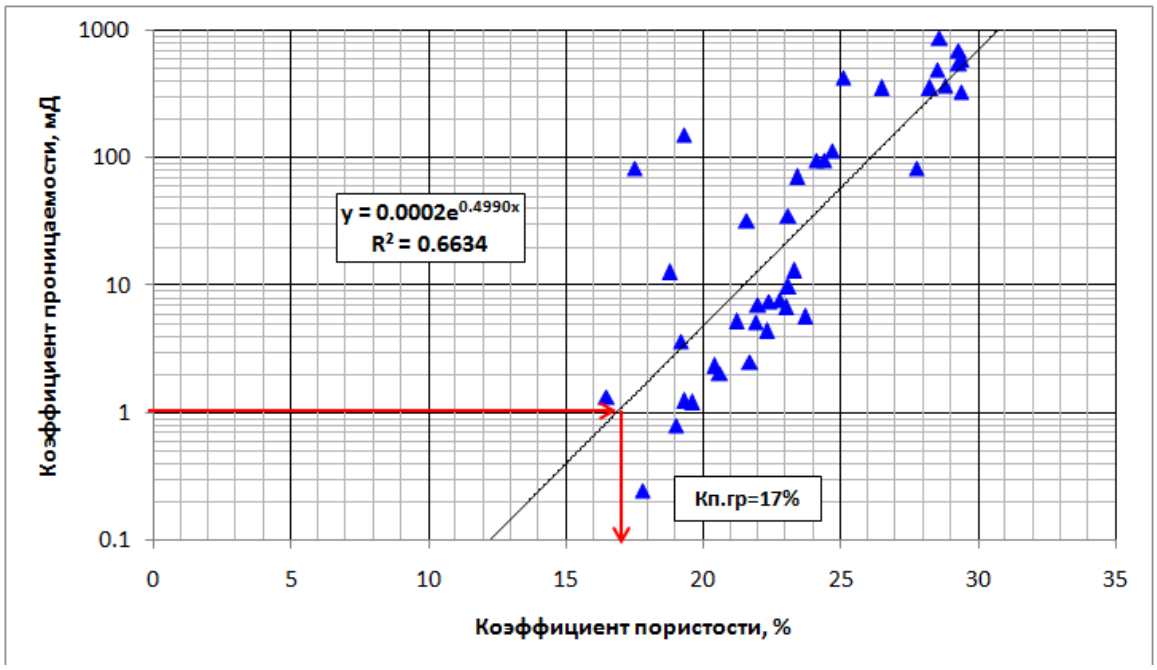


Рисунок 4.2.5 – Зависимость проницаемости от пористости для горизонтов М-0-2 - М-0-5

Из графика, представленного на рис 4.2.5, видно, что Кп.гр составляет 17%.

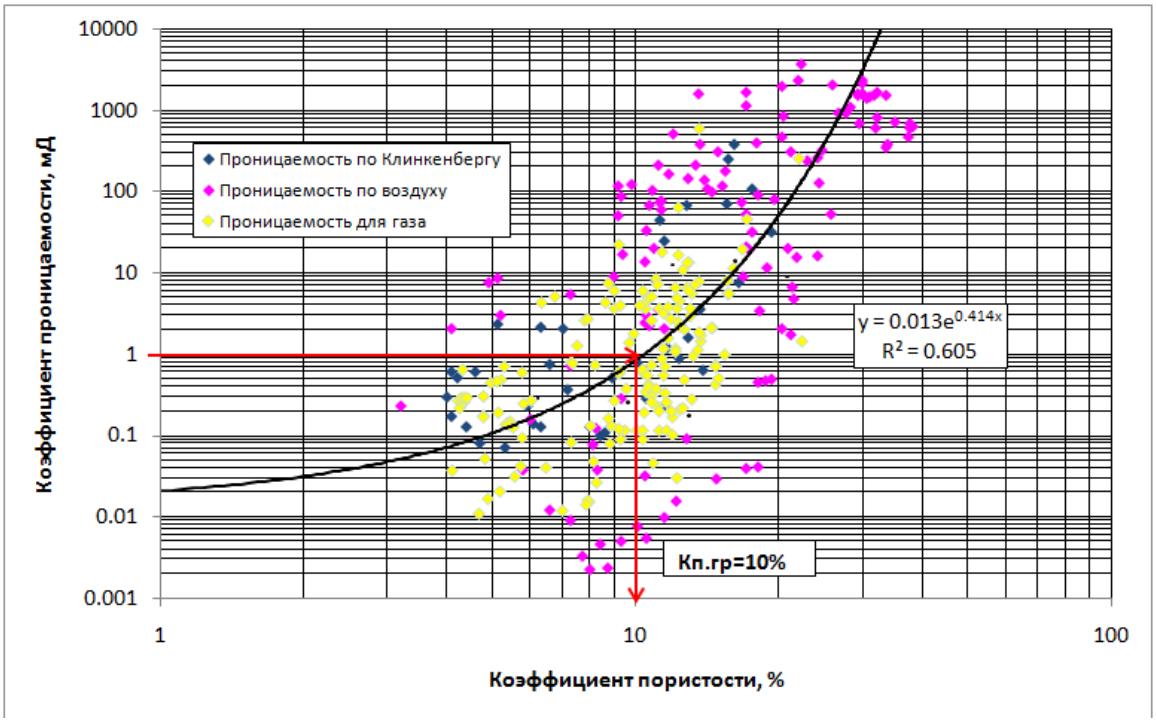


Рисунок 4.2.6 – Зависимость проницаемости от пористости для горизонта М-II

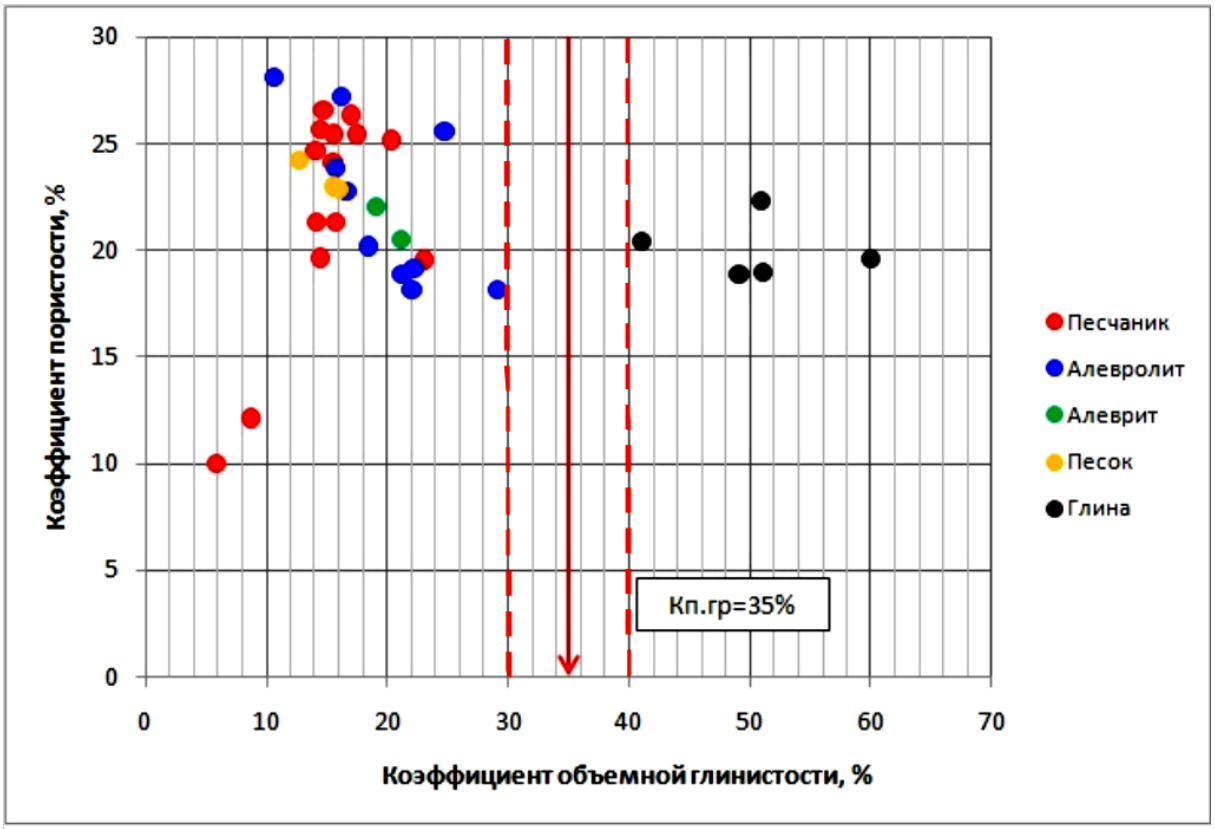


Рисунок 4.2.7 – Сопоставление пористости и объемной глинистости для горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-4

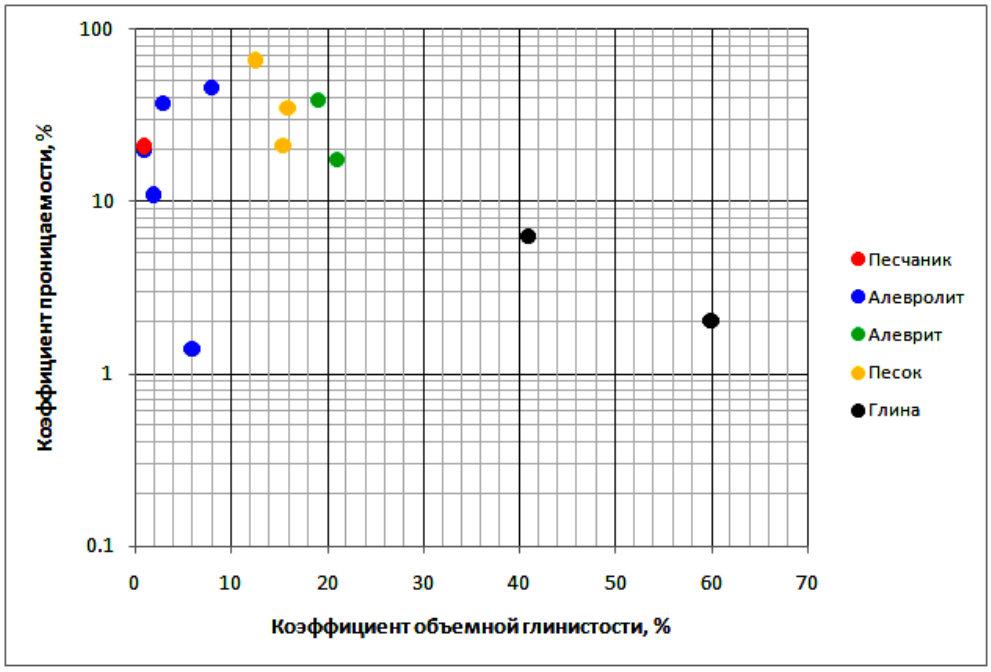


Рисунок 4.2.8 – Сопоставление проницаемости и объемной глинистости для горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-4

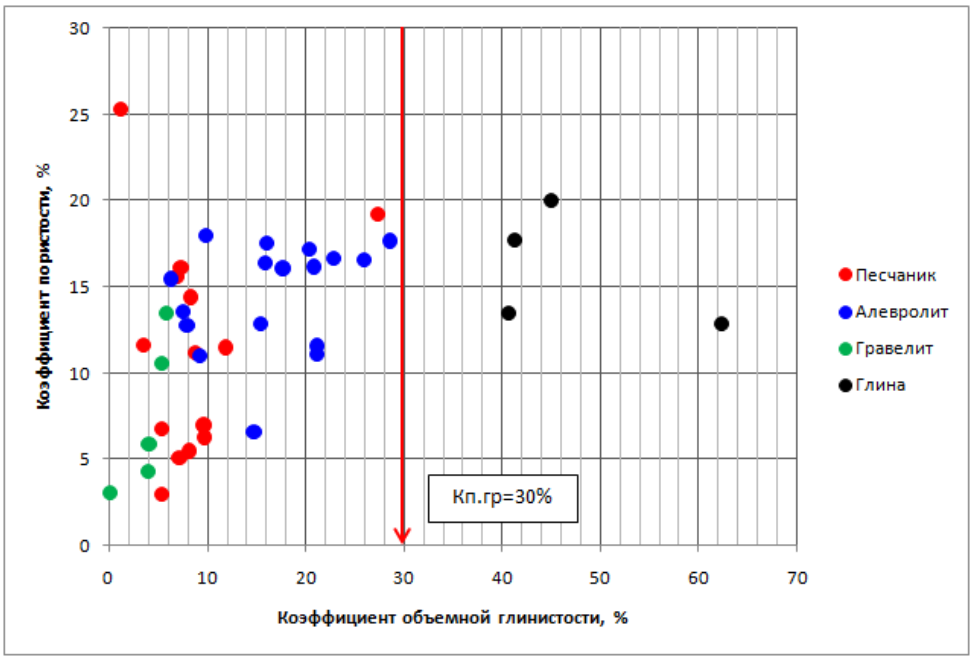


Рисунок 4.2.9 – Сопоставление пористости и объемной глинистости для горизонта М-II

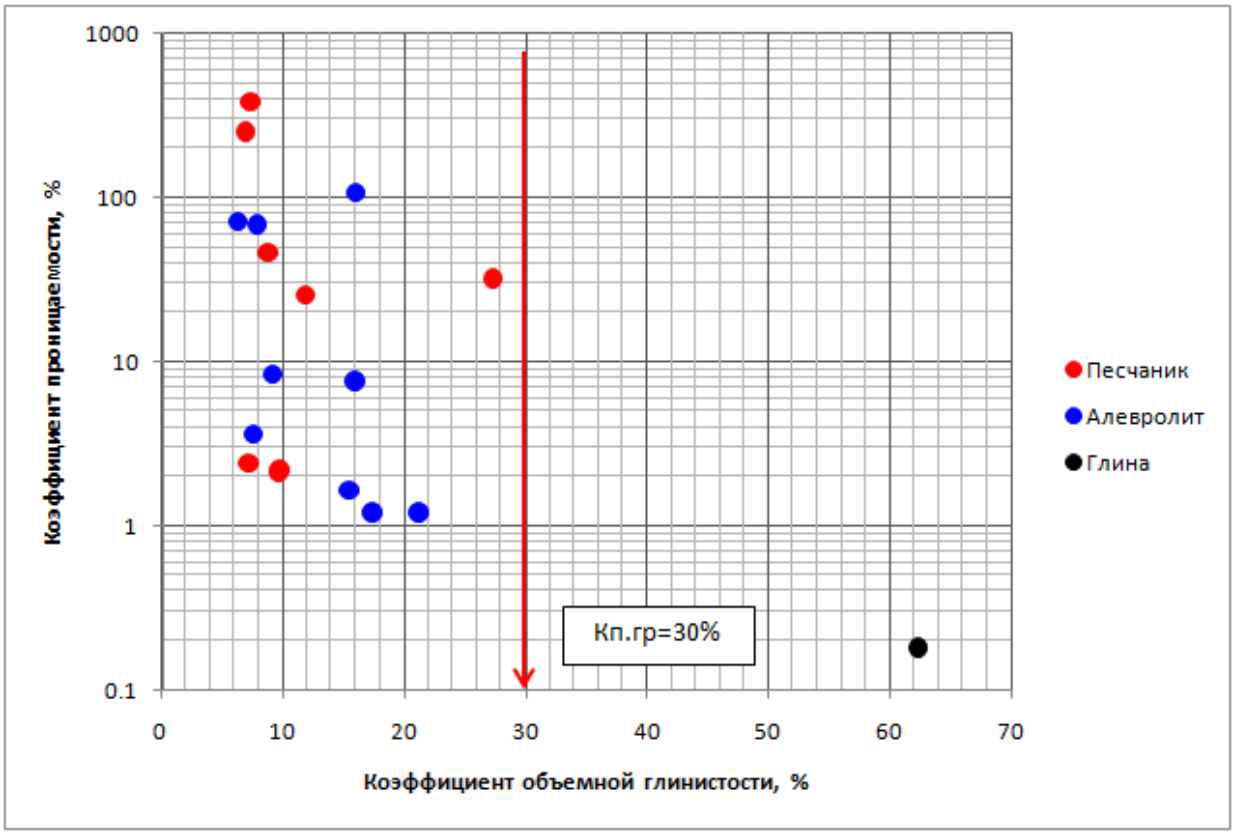


Рисунок 4.2.10 – Сопоставление проницаемости и объемной глинистости для горизонта М-II

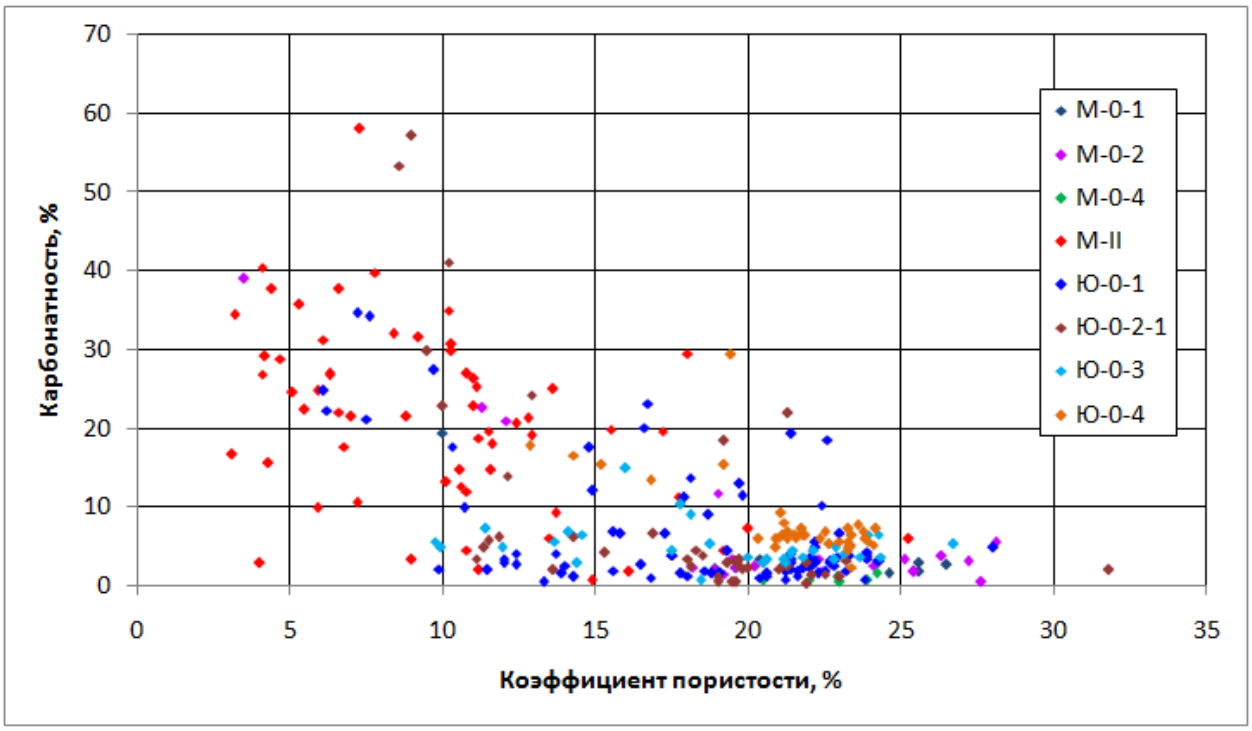


Рисунок 4.2.11 – Сопоставление открытой пористости и карбонатности пород-коллекторов по продуктивным горизонтам

Гистограмма распределения фракций показывает, что коллекторы меловых и юрских отложений представлены мелко-среднезернистыми песчаниками с преобладанием мелкозернистых фракций, что видно на рисунках 4.2.12-4.2.13.

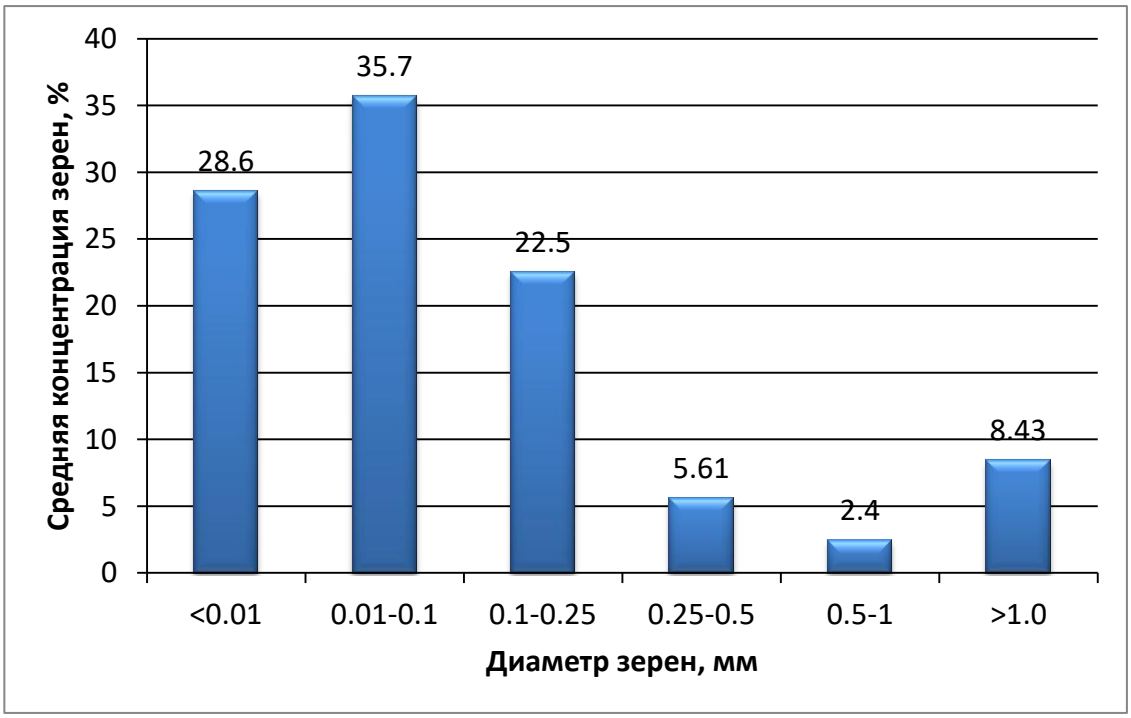


Рисунок 4.2.12 – Распределение грансостава пород-коллекторов по горизонту М-0-1, М-0-2, М-0-4

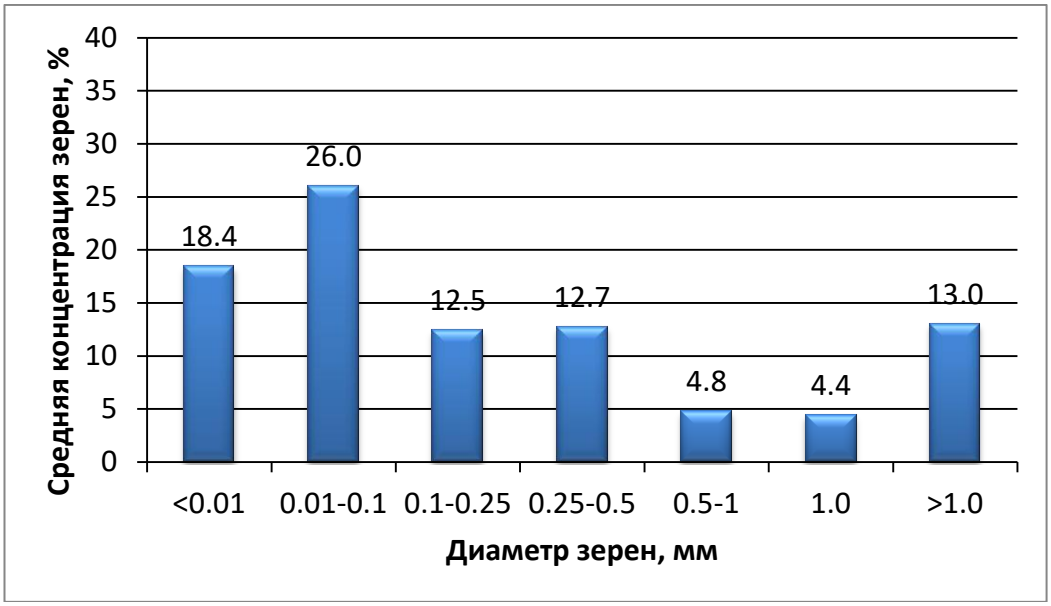


Рисунок 4.2.13 – Распределение грансостава пород-коллекторов по горизонту М-II

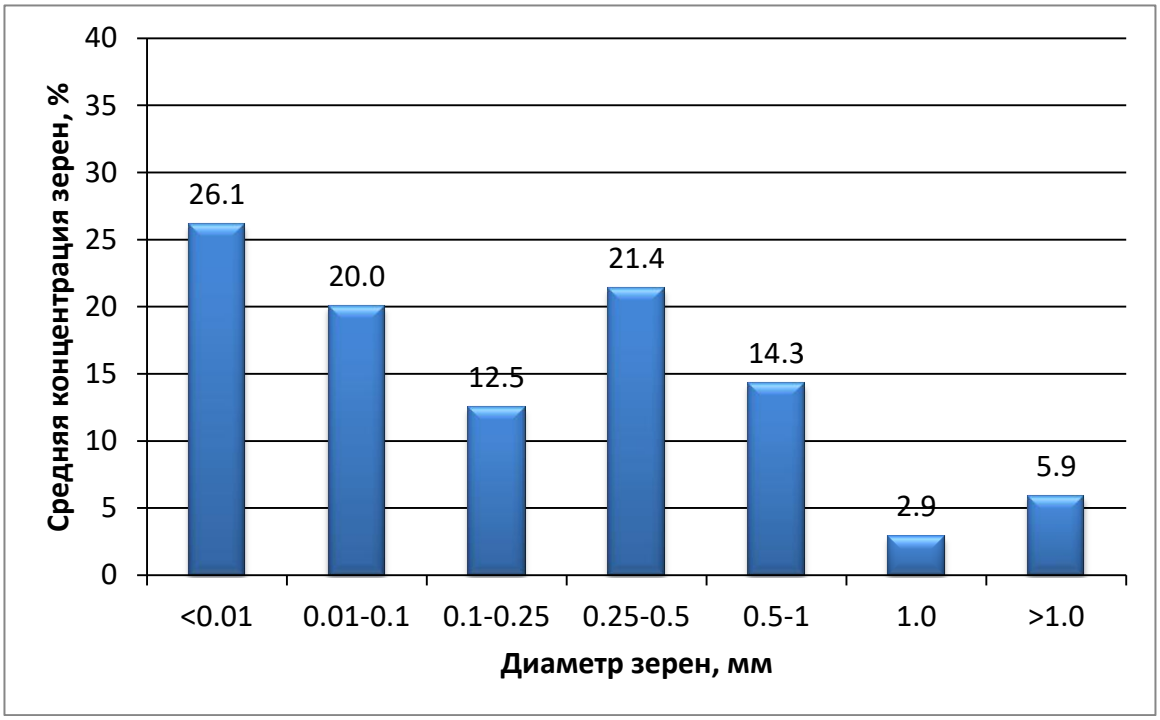


Рисунок 4.2.14 – Распределение грансостава пород-коллекторов для горизонтов
Ю-0-1, Ю-0-2-1, Ю-0-2-2, Ю-0-3, Ю-0-4

Для пород горизонта М-II выполнено определение относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды для 4 образцов из скважины 401 в условиях пропитки методом стационарной фильтрации и для 10 образцов из скважины 2, для которой метод определения не обозначен.

По вновь пробуренным скважинам определение относительной проницаемости для нефти и воды по горизонту М-II выполнено для 4 образцов из скважин 41, 49, 74, 520 (по одному образцу с каждой скважины).

В экспериментах были использованы модели пластовых флюидов со следующими параметрами (таблица 8):

Таблица 7 - Модели пластовых флюидов со следующими параметрами

Параметр	Скв.41	Скв.49	Скв.74	Скв.520
Температура, ^{o}C	25	25	25	25
Вязкость нефти, мПа*с	3.2	3.2	3.2	3.2
Вязкость воды, мПа*с	1.06	1.06	1.06	1.06
Минерализация воды, мг/л	49840	49840	49840	49840

Исследования проведены на образцах, пористость которых изменяется от 7,9 до 13,58%, проницаемость - 0,348-7,755 мД, интервал изменения остаточной водонасыщенности 42,63-44,5%. Коэффициент вытеснения нефти находится в пределах 33,14 - 44,27% и в среднем составляет 40,2%.

Результаты определение относительной проницаемости для нефти и

воды по вновь пробуренным скважинам представлены в таблицах 9 и 10 и на рисунках 4.2.15-4.2.16.

Таблица 8 – Скважина 41. Результаты определения относительной проницаемости для нефти и воды

Водонасыщенность S_w f	Относительная фазовая проницаемость воды K_{rw}	Относительная фазовая проницаемость нефти K_{ro}	Соотношение относительных проницаемостей K_{rw}/K_{ro}
0.4358	0	1	0
0.4769	0.0242	0.3292	0.07
0.5034	0.0394	0.2137	0.18
0.5298	0.0648	0.1234	0.53
0.5539	0.0831	0.0863	0.96
0.5793	0.1134	0.0421	2.69
0.6145	0.1469	0.0233	6.3
0.6467	0.1838	0.0087	21.13
0.6796	0.2263	0.0001	2263

Остаточная водонасыщенность - 43,58%.
Коэффициент вытеснения - 43,21%.

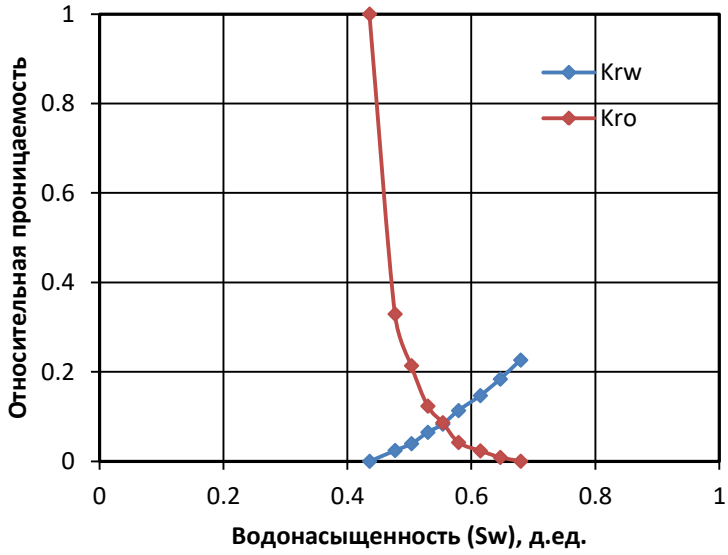


Рисунок 4.2.15 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды по скважине 41

Таблица 9 – Скважина 49. Результаты определения относительной проницаемости для нефти и воды

Водонасыщенность S_w f	Относительная фазовая проницаемость воды K_{rw}	Относительная фазовая проницаемость нефти K_{ro}	Соотношение относительных проницаемостей K_{rw}/K_{ro}
0.4263	0	1	0.00
0.4678	0.014	0.3876	0.04
0.5012	0.0379	0.2376	0.16
0.5423	0.0613	0.123	0.50
0.5635	0.0843	0.087	0.97
0.605	0.1423	0.035	4.07
0.6427	0.2102	0.0123	17.09
0.6803	0.2864	0.0001	2864.00

Остаточная водонасыщенность - 42,63%.
Коэффициент вытеснения - 44,27%.

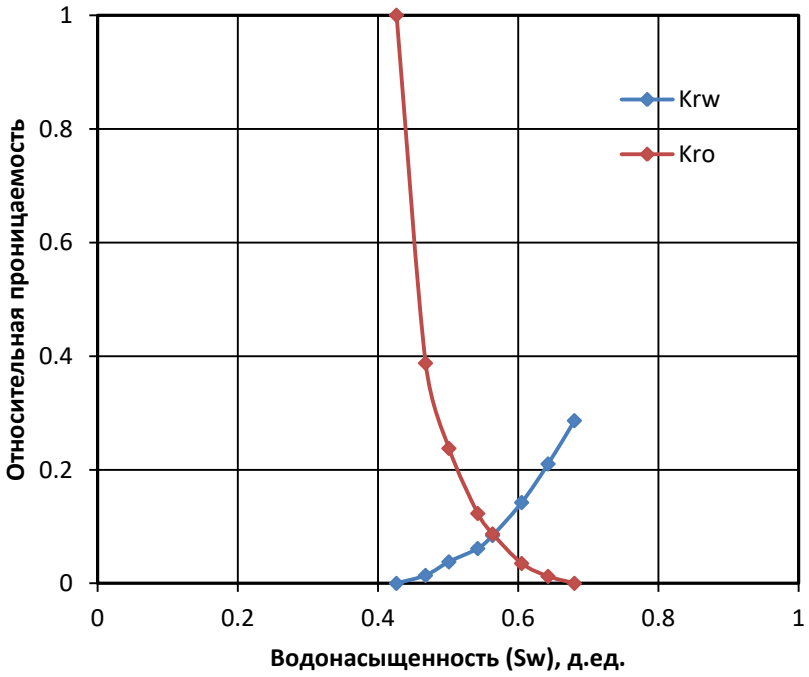


Рисунок 4.2.16 – Кривые относительной проницаемости для нефти и воды по скважине 49

На рисунке 4.2.16 видно, что пересечение кривых относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды соответствует значению

остаточной водонасыщенности в пределах 0,55-0,565 д.ед. и в среднем составляет 0,56д.ед.

Для отложений М-II горизонта результаты определения коэффициента сжатия по скважинам 2 и 401 показывают, что процесс изменения объема пор под действием эффективного напряжения, в основном, происходит при давлении до 5-10 МПа.

По вновь пробуренным скважинам влияние давления (Р=2,5; 3,5; 5; 7; 10; 15 МПа) на величину пористости, проницаемости изучалось для 4 образцов керна из скважин 41, 49, 74, 520 (по одному образцу с каждой скважины). Результаты выполненных исследований представлены в таблице 11-12 и на рисунок 4.2.16-4.2.17

Таблица 10 – Результаты определения влияния давления на пористость и проницаемость

Эффективное давление (МРа)	Объем пор ($см^3$)	Объем породы ($см^3$)	Пористость (%)	Проницаемость (мД)
Скважина 41				
2.5	2.267	22.567	10.05	3.101
3.5	2.189	22.489	9.73	2.307
5	2.111	22.332	9.42	1.853
7	2.059	22.281	9.21	1.61
10	2.007	22.229	9	1.359
15	1.956	22.177	8.79	1.06
Скважина 49				
2.5	3.245	22.039	14.72	4.5
3.5	3.133	21.927	14.29	3.256
5	3.077	21.871	14.07	2.12
7	3.022	21.816	13.85	1.068
10	2.967	21.76	13.63	0.543
15	2.912	21.705	13.41	0.251
Скважина 74				
2.5	1.16	24.32	4.76	0.392
3.5	1.09	24.278	4.48	0.317
5	1.01	24.206	4.19	0.24
7	0.94	24.134	3.91	0.182
10	0.87	24.063	3.62	0.13
15	0.82	24.015	3.43	0.078
Скважина 520				
2.5	1.255	24.704	5.08	0.082

Продолжение таблицы 10

3.5	1.062	24.511	4.33	0.043
5	1.014	24.463	4.14	0.025
7	0.971	24.42	3.97	0.016
10	0.918	24.368	3.77	0.013
15	0.918	24.368	3.77	0.007

Таблица 11 – Данные анализа пористости под давлением

№ скв.	№ обр.	Интер-вал, м	Давление, МПа						Вели-чина сжа-тия, %	Коэффи-циент сжатия пор, %
			2.5	3.5	5	7	10	15		
41	H13	1154.88-1154.91	10.05	9.73	9.42	9.21	9	8.79	1.26	12.54
49	C12	1252.90-1252.93	14.72	14.29	14.07	13.85	13.63	13.41	1.31	8.90
74	A-18	1241.30-1241.33	4.76	4.48	4.19	3.91	3.62	3.43	1.33	27.94
520	D28	1248.82-1248.85	5.08	4.33	4.14	3.97	3.77	3.77	1.31	25.79

Таблица 12 – Данные анализа проницаемости под давлением

№ скв.	№ обр.	Интервал, м	Давление, МПа						Кол-во потери при давле-нии, мД	Сжимае-мость прониц-а-емости, %
			2.5	3.5	5	7	10	15		
41	H13	1154.88-1154.91	3.01	2.307	1.853	1.61	1.359	1.06	1.95	64.78
49	C12	1252.90-1252.93	4.5	3.256	2.12	1.068	0.543	0.251	4.249	94.42
74	A-18	1241.30-1241.33	0.392	0.317	0.24	0.182	0.13	0.078	0.314	80.10
520	D28	1248.82-1248.85	0.082	0.043	0.025	0.016	0.013	0.007	0.075	91.46

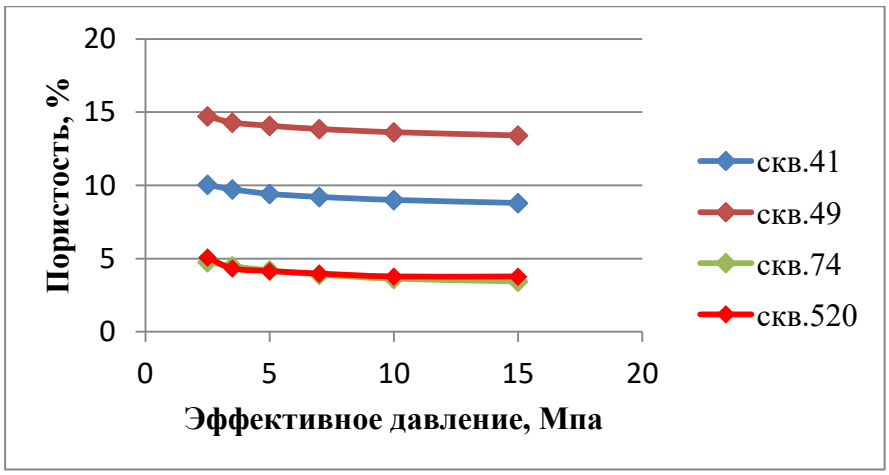


Рисунок 4.2.16 – Соотношение между пористостью и эффективным давлением

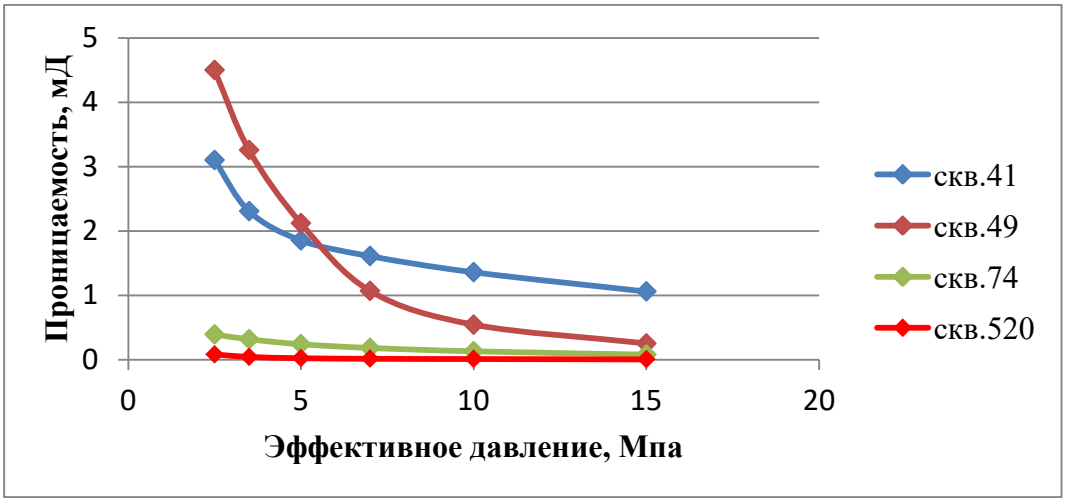


Рисунок 4.2.17 – Соотношение между проницаемостью и эффективнымдавлением

Исследования методом ртутной порометрии выполнены на образцах пород М-II горизонта из скважин 2 и 401 и по новым скважинам 41, 49, 74.

По керну из скважины 2 исследования выполнены при капиллярном давлении ртути ($Р_к^{Hg}$) изменяющемся от 0,0044 от 200 МПа. На каждой ступени изменения $Р_к^{Hg}$ рассчитан радиус пор. Оценен максимальный и средний радиус пор, коэффициент отсортированности и вариации [9].

Определен вклад пор в проницаемость, количество ртути, оставшееся в образце после проведения циклов нагнетания и вытеснения ртути.

По керну из скважины 401 выполнены исследования методом ртутной порометрии при капиллярном давлении ртути ($Р_к^{Hg}$), изменяющемся от 0,005 от 200 МПа (r=150-0,0038 мкм). На каждом шаге $Р_к^{Hg}$ определено суммарное содержание капилляров (пережимов пор) от объема пор (насыщенность пустотного пространства ртутью) в режиме нагнетания и отвода ртути. Рассчитана функция Леверетта, поверхность пор и оценен вклад пор в проницаемость.

По керну из новых скважин 41, 49, 74 выполнены исследования методом ртутной порометрии при капиллярном давлении ртути ($Р_к^{Hg}$), изменяющемся от 0,0059 от 200 МПа. На каждом шаге $Р_к^{Hg}$ рассчитан радиус пор, рассчитана функция Леверетта и оценен вклад пор в проницаемость.

4.3 Тип коллектора и граничные значения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов

На основании петрографического и петрофизического изучения кернового материала установлено, что тип коллекторов продуктивных горизонтов поровый.

Для обоснования методики количественной интерпретации данных ГИС в отчетах за 2006г. по горизонту М-II и в 2007г. по горизонтам Ю-0-1, Ю-0-2 были выполнены различного рода петрофизические исследования, включая построение связей типа «керн-керн», «керн-ГИС» и «ГИС-испытание».

Для горизонтов М-II, Ю-0-1 и Ю-0-2 граничная величина проницаемости была обоснована по данным опробования и принята равной $1x10^{-3}$мкм^2. При данной величине граничная величина пористости Кп.гр была принята равной 10% для горизонта М-II и 14,3% для юрских горизонтов.

Для уточнения граничного значения открытой пористости было проведено сопоставление этого параметра с дебитами нефти, полученными при эксплуатации пород-коллекторов.

Нижний предел проницаемости оценивался по зависимости проницаемости от среднего радиуса поровых каналов, которые были рассчитаны по кривым капиллярного давления, снятым методом центрифугирования (скв.2, 52, 304, 401).

При проницаемости менее $1x10^{-3}$ мкм^2 фильтрационные свойства юрских пород очень низки при неизменном радиусе поровых каналов, средняя величина которого составляет не более 1,5 мкм.

Величина среднего радиуса поровых каналов, равная 1,5 мкм для юрских пород, принимается за граничное значение при разделении их на коллекторы и неколлекторы.

Граничное значение пористости для горизонтов М-II и Ю-0-1, Ю-0-2 определено путем построения графика зависимости проницаемости от пористости. Полученные величины граничной пористости также приведены на рисунок 4.3.1-4.3.2 где при принятой величине Кпр.гр=1мД, граничная величина коэффициента пористости соответственно получилась равной 10% для горизонта М-II и 14,3% для горизонтов Ю-0-1, Ю-0-2.

Граничная величина коллектора для горизонтов М-0-1 - М-0-5 по данным керна принята равной 17%. Данная величина получена путем сопоставления Кпр от Кп (рисунок 4.3.2).

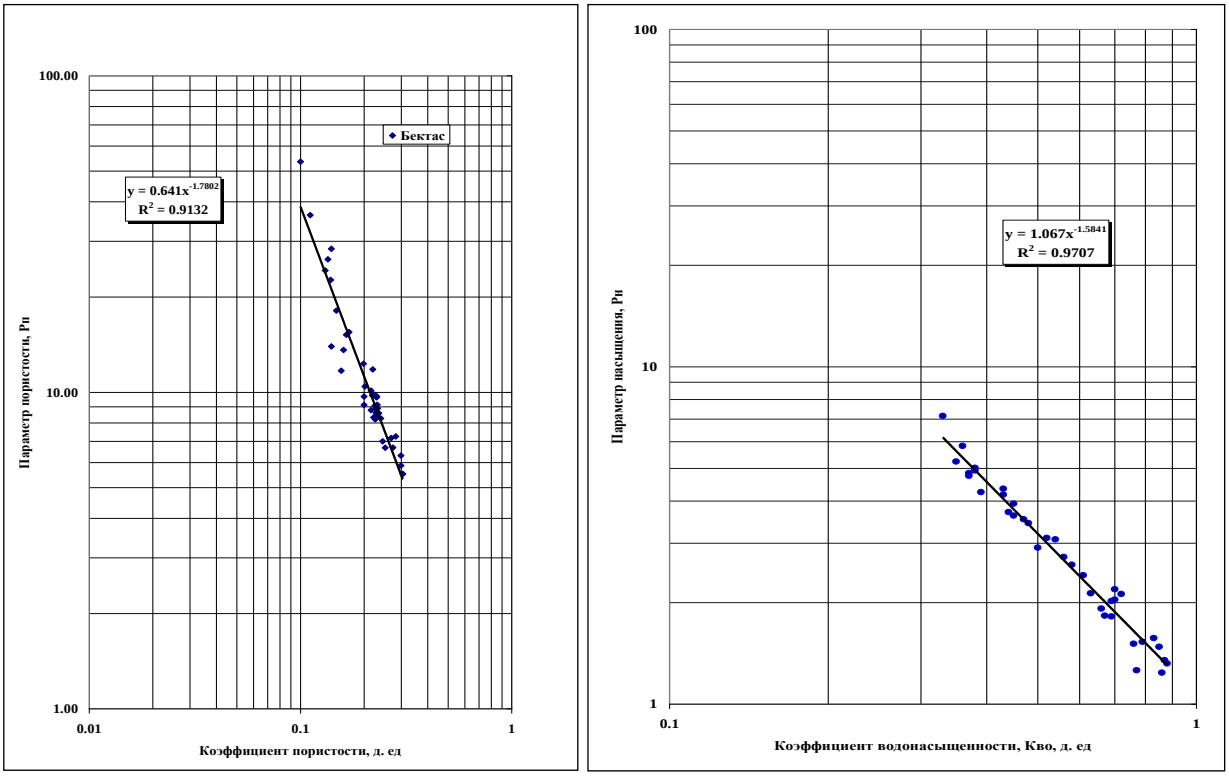


Рисунок 4.3.1 – Петрофизические зависимости Рп =*f*(Кп) и Рн =*f*(Кв) для меловых горизонтов (М-0-1-М-0-5) месторождения Бектас

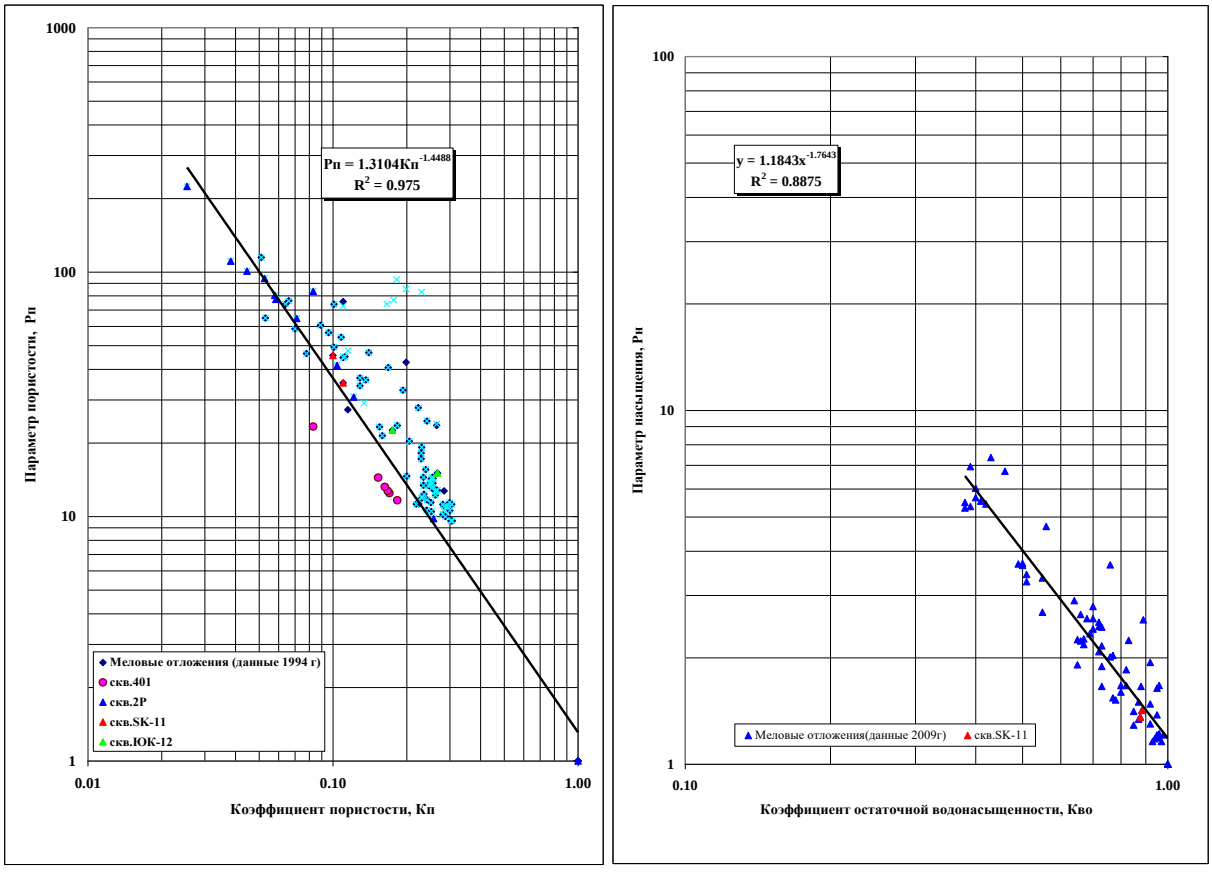


Рисунок 4.3.2 – Петрофизические зависимости Рп =*f*(Кп) и Рн =*f*(Кв) для меловых горизонтов (М-0-1-М-0-5) месторождения Бектас

По данным гранулометрического анализа керна из горизонтов М-0-1 - М-0-4 максимальное значение глинистости Кгл=Сгл*(1-Кп) при проницаемости более 1мД имеют алевролиты глинистые с Кгл=29,1%, минимальное значение глин равно Кгл=41%. Проводя аналогию с аналогичными горизонтами соседнего месторождения Бектас, где граничная величина Кгл не превышает 35,4%, граничное значение объемной глинистости для горизонтов М-0-1 - М-0-5 месторождения Коныс было принято равным 35%.

Коллекторами в горизонте М-II являются песчаники, алевролиты, гравелиты, значение объемной глинистости которых по данным керна не превышает 30%.

Граничная величина Кгл для юрских горизонтов Ю-0-1 - Ю-0-4 по данным гранулометрического анализа керна принята равной 34%.

4.4 Обоснование ГНК и ВНК

Обоснование контактов газ-вода, газ-нефть, нефть-вода приняты по результатам опробования с учетом геофизической характеристики разреза Выборка эффективных толщин и результаты опробования скважин, принятые за основу при определении разделов газ-вода, газ-нефть и нефть-вода в целом по месторождению приведена по горизонту М-0-3 .

Обоснование ГВК

*Горизонт М-0-1***.**С горизонтом связаны газовые залежи на северном своде в пределах блоков II, IV, на южном своде в пределах блоков IV, IV′ и на юго-западном участке месторождения в блоке VI.

Блок II. Прямой контакт газ-вода не установлен. Горизонт не опробован. По ГИС нижняя отметка газа в скважине 600 на отметке минус 748,2 м, верхняя отметка воды в этой скважине минус 753,7 м.

Газо-водяной контакт принят условно на отметке **минус748,2 м** по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 600.

Блок IV. В пределах блока выявлены две залежи – на северном своде в районе скважины 401 и на южном своде в районе скважин 3, 206, 302, 303, 309, 310, 311, 313, 314, 315, 319. Газоносность установлена опробованием скважины 3, в которой при совместном испытании горизонтов М-0-1 и М-0-2 получен приток газа.

Залежь в районе скважины 401 приурочена к полусводу, ограниченному с севера и запада сбросами. Прямой контакт газ-вода не установлен. По комплексу ГИС нижняя отметка газонасыщенного коллектора в скважине 401 на глубине минус 752,2 м, верхняя отметка воды в этой скважине минус 757,7 м, в скважине 243 верхняя отметка воды минус 770 м. Контур газоносности принят условно на отметке **минус 752,2 м** по подошве газонасыщенного коллектора.

Залежь в районе скважин 3, 206, 302, 303, 309, 310, 311, 313, 314, 315, 319, 32, 370, 373, 378, 379, 450 ограничена с юго-востока сбросом, с востока и

запада – зоной литолого-фациального замещения. Прямой контакт газ-вода не установлен. По комплексу ГИС в скважинах 3, 302 выделенные газонасыщенные коллектора имеют самые низкие отметки минус 787,9м, минус 789 м соответственно. Верхняя отметка воды по ГИС минус 789м в скважине 381.

ГВК принят условно по подошве газоносного пласта на отметке **минус 789,0 м** в скважине 302.

Блок IV'. Прямой контакт газ-вода не установлен. Приток газа без признаков воды получен при опробовании скважины 12 в интервале 963 – 978м (минус 772,03 - 787,03м), по ГИС нижняя отметка газа равна минус 783,4м.

ГВК принят условно на отметке **минус 783,4м** по подошве газонасыщенного коллектора**,** что не противоречит данным опробования.

Блок VI. Залежь блока не опробована. По комплексу ГИС коллектора в скважине 10-ЮК газоводонасыщенны. Прямой ГВК не установлен. ГВК принят условно на отметке **минус 758,3м**, по подошве газоносного пласта в скважине 10-ЮК.

*Горизонт М-0-2***.**В разрезе горизонта выявлены две газовые залежи, на южном своде в пределах IV, IV′ блоков.

Блок IV.Прямой контакт газ-вода не установлен. При опробовании скважины 3 в интервале 999-1004 м (минус 809,5 – 814,5 м) получен газ с конденсатом. В скважинах 3, 304 по ГИС выделены газонасыщенные пласты, нижние отметки которых на глубинах минус 813,7м, минус 811,8м соответственно, верхний уровень воды в скважине 303 на отметке минус 821,1м. ГВК принят условно по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 3 на глубине минус **813,7м,** что не противоречит данным опробования.

Блок IV'. Прямой контакт газ-вода по ГИС установлен в скважине 12, при опробовании которой в интервале минус 804,03-814,03 м получен приток газа с водой.

ГВК принят на отметке минус **811м,** что соответствует разделу газ-вода.

Горизонт М-0-4. В разрезе горизонта выявлены две газовые залежи, на южном своде в пределах IV, V блоков.

Блок IV. Прямой контакт газ-вода по ГИС установлен в скважине 317. ГВК принят на отметке минус **851,8м,** что соответствует разделу газ-вода.

Блок V. Прямой контакт газ-вода не установлен. При опробовании скважины из интервала 1034-1039 м (минус 894-899 м) получен чистый газ. По данным ГИС нижняя отметка газонасыщенного коллектора минус 897,8м.

ГВК принят условно на отметке минус **897,8м** по подошве газонасыщенного коллектора,что не противоречит данным опробования.

Горизонт М-0-5**.** Газонасыщенные коллектора выявлены также в скважине 31, расположенной в пределах V блока.

Блок V. Прямой контакт газ-вода не установлен. При опробовании скважины 31 в интервале1067-1076 м (минус 927-936 м) получен приток газа

с водой. По данным ГИС нижняя отметка газонасыщенного коллектора минус 934,6 м, верхний уровень воды на отметке минус 938,4 м.

ГВК принят условно на отметке минус **934,6м** по подошве газонасыщенного коллектора,что не противоречит результатам опробования.

Обоснование ГНК, ВНК

Горизонт М-0-3 С горизонтом в пределах IV блока связаны две залежи: газонефтяная и нефтяная.

Блок IV**.** Залежь блока по данным насыщения коллекторов сбросом f_6 разделена на две части. Продуктивность установлена по результатам интерпретации материалов ГИС, а также по результатам опробования в скважинах №№ 206, 311, 314, 319, 370, 373, 378, 379, 450, 536, 537, 597 и 598

Залежь в районе скважин №№314, 378 и 538 ограничена с юго-востока сбросом f_6.Прямой ВНК не установлен. По ГИС и опробованию, выделены нефтенасыщенные пласты, нижние отметки которых на глубинах минус 837,3м, минус 845м и 849,6 м соответственно.

ВНК принят условно на отметке минус 849,6 м по подошве нефтеносного пласта в скважине 538.

Залежь в районе скважин №№ 206, 311, 319, 370, 373, 379, 450, 536, 597 и 598 газонефтяная, ограничена с северо-запада сбросом f_6. Прямой ВНК установлен в скважине № 597 на отметке минус 840,6 м., в скважине № 598 на отметке минус 837,1 м, по скважине № 450 нижняя отметка нефти минус 840,8 в скважине № 311 ВНК установлен на отметке минут 835,0 м. По результатам опробования скважины № 319 наиболее низкая отметка газонасыщенного коллектора минус 830,0 м.

ГНК принят по нижней отметке газонасыщенного коллектора по результатам опробования скважины № 319 на глубине минус 830,5м.

По залежи положение водонефтяного контакта имеет наклон с отметки минус 835,0 м (скв.311) доминус 840,8 м (скв.450).

*Горизонт М-II***.** По ГИС в пределах северного и южного сводов установлены газонефтяные коллекторы в пределах блоков I, II, III, IV. На северном своде, к которому приурочены залежи блоков II, III, IV газонефтяной контакт принят отметке **минус 1053,3м.** На южном своде блока IV ГНК вскрыт скважиной 21 на отметке **минус 1038 м.**

Блок I. Залежь блоканефтяная.Прямой контакт нефть-вода по ГИС установлен в скважине 20 на отметке минус 1085,6 м, при опробовании скважины получены притоки нефти с водой, нижняя отметка перфорации минус 1086,95 м.

ВНК принят на отметке минус 1085,6 м, что соответствует разделу нефть-вода в скважине 20.

Блок II. Залежь блокагазонефтяная. Прямой ВНК по ГИС установлен по скважинам 5 и 227 на отметке минус 1079,2 м. Газоносность горизонта доказана опробованием скважины 1 в интервале 1215-1227 м (минус 1017,05-1029,05 м) и получением чистого притока газа. В скважинах 105, 400 перфорированы интервалы 1229-1238 м (минус 1027,9-1096,9м), 1249-1253м (минус 1048,5-1052,5м) также получен приток чистого газа. При опробовании

скважин 14, 17, 19, 101, 102, 103, 104, 106, 109, 111, 113, 114, 116, 117, 201, 202, 203, 204, 208, 221, 222, 223, 224, 225, 226, 227, 228, 230, 231, 233, 241 получены притоки чистой нефти с водой. По данным ГИС самая верхняя отметка водоносного пласта в скважинах: 101 минус 1079,2м; 108 минус 1079,2 м.

ГНК принят по нижней отметке газонасыщенного коллектора по ГИС и данным опробования скважины 105 на глубине минус1053,3 м. ВНК принят на отметке минус 1079,2 м, что соответствует разделам нефть-вода в скважинах 5 и 227 и не противоречит данным опробования.

Горизонт разрабатывается с 2006 г, в процессе разработки в скважине 563, пробуренной в 2013году, нижний пласт 1258,6-1261м (-1058,4-1060,8м) обводнен, скважина опробована до глубины минус 1054,8м, получен приток нефти, текущий ВНК отмечается на отметке минус 1058,4м.

Блок III. Залежь блокагазонефтяная. Прямые контакты газ-нефть, нефть-вода по ГИС не установлены. При опробовании скважин 11, 119, получены притоки газа с нефтью, нижний уровень перфорации соответствует отметке минус 1066,65м в скважине 11. В скважинах 112 при опробовании интервала 1259-1272м (минус 1060,03-1073,03м) получен чистый приток нефти. В скважине 110 перфорированы интервалы 1264,5-1267,5м (минус 1063,53-1066,53м), 1270,5-1274,5м (минус 1069,53-1073,53м), в скважине 115 интервалы 1262-1264м (минус 1064,53-1066,03м), 1265-1268м (минус 1067,03-1070,03 м) получены притоки нефти с водой.

По данным ГИС нижняя отметка газа в скважине 11 минус 1053,3м, самая верхняя отметка водоносного пласта в скважине 110 минус 1068,4м, нижняя отметка нефти в скважине 112 минус 1068,4 м.

ГНК принят условно по подошве газонасыщенного коллектора по ГИС скважины 11 на глубине минус 1053,3 м. ВНК принят условно на минус1068,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора по ГИС в скважине 112.

Блок IV. Залежь блокагазонефтяная. Продуктивность газовой части установлена получением притоков газа в разведочной скважине 3 и эксплуатационных скважинах 246, 401, и в оценочной скважине 530. Продуктивность нефтяной части доказана при опробовании разведочных скважин, получением притоков при освоении эксплуатационных скважин.

ГНК на северном куполе также принят на отметке минус 1053,3м по данным ГИС и по опробование скважин 205, 209, на южном куполе ГНК вскрыт на отметке минус 1038м по скважине 21. В южной части месторождения условный контур газоносности принят на отметке минус 981,1м по подошве газонасыщенного коллектора скважины 530.

ВНК принят на отметке минус 1097,1м, соответствующий подошве нефтенасыщенного пласта по ГИС в скважине 410.

Блок V. Залежь блока нефтяная. Продуктивность нефтяной части установлена при опробовании скважин 142, 146, 200, 6-ЮК. Прямой контакт ВНК по ГИС не установлен. ВНК принят по аналогии с залежью блока IV.

4.5 Определения подсчетных параметров по продуктивному горизонту меловых отложений (М-0-3)

В рамках данной работы пересчет производился по продуктивному горизонту М-0-3. К категории C_1 отнесены запасы залежей, нефтеносность которых установлена на основании полученных в скважинах промышленных притоков нефти, положительных результатов геологических и геофизических исследований (с учетом удвоенного расстояния принятой сетки эксплуатационных скважин).

Определение площади нефтегазоносности и эффективные газонасыщенные, нефтенасыщенные толщины

Границами площадей нефтегазоносности по каждому горизонту являются: принятые положения газонефтяных и водонефтяных контактов; линии замещения пластов-коллекторов непроницаемыми глинистыми породами, тектонические нарушения.

Определение значений площадей нефтегазоносности, средневзвешенных эффективных нефтегазонасыщенных толщин в пределах контуров нефтегазоносности произведено на соответствующих подсчетных планах в программе “MapInfoProfessional 15.0.

Величины эффективных нефтегазонасыщенных толщин в разрезах скважин определялись по результатам интерпретации промыслово-геофизических исследований.

Значения газонасыщенных, нефтенасыщенных толщин приняты как средневзвешенные величины по картам эффективных толщин. По этим построенным картам, был определен объем залежей, по формуле:

$V=F_1h_1+F_2h_2+\ldots+F_nh_n$(6) Где, V-объем залежи, в $м^3$;

F_1, F_2…, F_n – площади участков между двумя соседними изопахитами, в $м^2$; h_1, h_2, h_n – средняя нефтенасыщенная/газонасыщенная толщина, определенная как полу сумма двух соседних изопахит.

Результаты замеров площадей и определение средневзвешенных газонасыщенных и нефтенасыщенных толщин по продуктивному горизонту М-0-3 представлено в таблице 14

Плотность нефти в поверхностных условиях, газосодержание и пересчетный коэффициент

В подсчете запасов плотность нефти принята как среднеарифметическая величина по имеющимся анализам нефти в поверхностных условиях в пределах каждого продуктивного горизонта.

Плотность нефти в пластовых условиях, пересчетные коэффициенты и газосодержание приняты по результатам анализов глубинных проб из скважины № 373.

Пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, рассчитан как величина обратная объемному коэффициенту:

$\theta = 1/b$, где θ – пересчетный коэффициент, д.ед.;

b – объёмный коэффициент.

Предлагаемые в подсчет запасов нефти средние значения пересчетного коэффициента, плотности в поверхностных условиях и газосодержание по горизонту М-0-3 приведены в таблице 15

Таблица 13 – Результаты определения продуктивных объемов горизонта М-0-3

№ Блока	Район скв.	Пробурен-ные скважины	Зона насы-щения	Категория запасов	Площадь нефтегазо нос-ности, тыс.м^2	Средне-взвеш. газонас. толщина, м, h	Объем газонас. пород, тыс.м^3, v
IV	314, 378, 538	314, 378, 538	ЧН	C_1	774	3,9	3020,0
		-	ВН	C_1	578	2,7	1561,0
	206, 311, 319, 370, 373, 379, 450, 536, 597, 598	379	ЧН	C_1	177	3,0	530,0
		450, 370, 373, 536, 597, 598, 311	ВН	C_1	1354	2,6	3521,0
		319	ГН	C_1	371	1,4	519,0
		206	ЧГ	C_1	1103	4,1	4522,0
			ГН	C_1	488	1,0	488,0

Примечание: ЧГ-Чисто газовая, ЧН – Чисто нефтяная, ГН – Газонефтяная, ВН – Водонефтяная

Подсчёт запасов нефти и газа

В рамках данного отчета проводился пересчет запасов нефти, газа, конденсата горизонта М-0-3 по месторождению Коныс. Геологические и извлекаемые запасы всех остальных продуктивных горизонтов не изменялись.

С учетом принятых величин подсчетных параметров, подсчитаны геологические и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа, газа и конденсата газовой шапки по формуле 1, 2, 3, 4 куда подставлены все выведенные выше числовые значения коэффициентов. Подсчет запасов произведен отдельно по каждому из «Районов».

Таким образом в целом, по продуктивному горизонту М-0-3, геологические запасы нефти по категории C_1 составляют 968 тыс. т., извлекаемые 332 тыс. т., газа газовой шапки 111 млн. м3 геологические., извлекаемые 100 млн м3., конденсата 5 тыс.т геологические и 4 тыс.т извлекаемых.

Таблица 14 – Утвержденные величины подсчетных параметров для подсчета запасов газа, конденсата и доля сухого газа

Горизонт	Среднее начальное Рпл, атм.	Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта	Поправка на темпе-ратуру	Потенц. содержание конденсата, г/м^3	Доля сухого газа, д.е.
1	2	3	4	5	6
М-0-3	92,8 по аналогии с гор. М-0-2	1,206 по аналогии с гор.М-0-2	0,948 по аналогии с гор. М-0-2	11 по аналогии с местор. Бектас	0,9971 по аналогии с местор. Бектас

Коэффициент извлечения нефти

По месторождению Коныс расчеты коэффициентов извлечения нефти (КИН) для нижнемеловых и верхнеюрских горизонтов проводились по методике «ТатНИПИнефть».

В целом по горизонтам представлены следующие коэффициенты извлечения нефти.

Таблица 15 – Предлагаемые коэффициенты извлечения нефти

Объект	**Горизонт**	**Блок**	**Зона**	**Категория запасов**	**КИН**
Горизонт М-0-3					
V	**М-0-3**	**р-н 206,310,313,314,370,378**	ЧН	C_1	**0,342**
			ВН	C_1	**0,342**
			ГН	C_1	**0,342**
	Всего по М-0-3			C_1	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Магистерская работа посвящена оценки возможности геолого-геофизических исследований для изучения литологической и петрофизической неоднородности продуктивных горизонтов месторождения Коныс и оценке подсчетных параметров по продуктивному горизонту терригенных меловых отложений (М-0-3)

В диссертации критически проанализированы техника и технология геофизических исследований. Дана оценка качеству полевых геофизических исследований скважин, достоверности построенных каротажных диаграмм, Показаны результаты комплексной интерпретации геофизических исследований скважин и результатов лабораторных анализов керна.

На примере месторождения Коныс проведен анализ и оценка возможности комплексной интерпретации геолого-геофизических данных для

- изучения струтурно-тектонического строения залежей по результатам сейсмических работ; (контур залежи, площадь),
- детального расчленения разреза с выделением продуктивных пластов,
-определения эффективных толщин продуктивных пластов и их неоднородности,
- определения коэффициентов песчанистости, глинистости, пористости и др. коллекторских свойств;
- определения начальных параметров нефте(газо)насыщенности пластов, положений ВНК и ГЖК .

Месторождение Коныс расположено в пределах Арыскумского нефтегазоносного района Южно-Тургайской нефтегазоносной области, где выявлены и разрабатываются газонефтяные месторождение - Арыскум, Кумколь, Бектас и др.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены песками, песчаниками, алевролитами и гравелитами, переслаивающимися с тонкими пачками глин.

Месторождение по характеру геологического строения относится к сложным. Анализ рзультатов переинтерпретации материалов ранее выполненных геофизических работ с учетом данных бурения позволил уточнить положение тектонических нарушений, размеры залежей, подсчетные параметры, такие как плотность нефти, коэффициенты пористости, насыщенности, пересчётный, извлечения нефти. Границами залежей служат положения контактов газ-вода, нефть-вода, линии литолого-фациального замещения коллекторов и тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований и данным бурения. Обоснование контактов газ-вода, газ-нефть, нефть-вода приняты по результатам опробования с учетом геофизической характеристики разреза

В результате анализа обработки материалов бурения, интерпретации ГИС, результатов изучения шлама, керна и пластовых флюидов дана оценка эффективности комплексной интерпретации геолого-геофизических и

промысловых данных для определения нефтегазоносности, геологической модели залежей нефти месторождения Коныс, уточнение геологического строения структуры для переподсчета запасов нефти по продуктивным горизонтам М – 0-3 по категориям C_1 и $C_{2.}$

Проведенный комплекс ГИС в скважинах с достаточной точностью позволяет выделить коллектора, определить их фильтрационно-емкостные свойства. Опробование произведено по всем выделенным горизонтам.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Бондаренко В.М., Ларионов А.М., Демуре Г.В. «Общий курс геофизических методов» М., Недра, 1986, 465 с.

2 Кауфман А.А. Введение в теорию геофизических методов (в 5-ти книгах). М.2003.

3 Хмелевского В.К. Геофизические методы исследования. Москва, «Недра». 1988 г.

4 Ладынин А.В. Петрофизика. Лекции для студентов геологических специальностей. Новосиб. госуд.ун-т. Новосибирск,2002.

5 Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПТА, 2003.

6 Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. Промысловая геофизика.М Недра, 2004.

7 Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – Минск, 1990г.

8 Перьков Н.А., «Интерпретация результатов каротажа скважин» М., Гостоптехиздат, 1963, 436 с.

9 Латышова М.Г., «Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин» М., Недра, 1981, 182 с.

10 Элланский М.М., Трунова М.И. Основы геологии нефти и газа. - М. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001..

11 Геология СССР. Западный Казахстан. Том 21, Москва, «Недра», 1970 г.

12 Историческая геология. Н.В.Короновский, В.Е.Хаин, Н.А.Ясманов. Москва. 2008.

13 Отчет по пересчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Кумколь, по состоянию на 01.01.2007г. АО НИПИнефтегаз 2007г. Книга I. Текст отчета.

14 Развитие и нефтегазоносность Южно-Торгайского бассейна. Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., Давыдов Н.Г., Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х.

15 The Geological Interpretation of Well Logs. Malcolm Rider. 2006.

16 Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И, Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин - Учебник для вузов. М. Недра, 1984.

17 И.Г. Сковородников - Геофизические исследования скважин, 2003.

18 Жданов М.А. «Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа», 1970г

19 Классификация запасов месторождений перспективных и прогнозных ресурсов нефти и природного углеводородного газа», Алматы, 2007

Приложение А

Таблица А – Характеристика залежи М-0-3 месторождения Коныс

Продуктивный горизонт	Блок	Тип залежи	Абсолютная отметка ВНК	Абсолютная отметка ГНК	Размеры залежи					Предел изменения эфф. газонасыщенных толщин, м	Предел изменения эфф. нефтенасыщенных толщин, м	h г/н ср. взв.	Коэффициенты, д.ед.			Плотность нефти, г/см^3	К-во скв. в пределах залежи	Кол-во опроб.скв.	
					длина, м	ширина, м	высота, м	Площадь газоносности, тыс.м^2	Площадь нефтеносности, тыс.м^2				пористости по скважинам Кпг/Кпн	газонасыщенности по скважинам	нефтенасыщенности по скважинам			промышленные притоки, м^3/сут	не промышленные притоки, м^3/сут
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
М-0-3	IV р-н скв.314, 378…	пластово-сводовая, литологически и тектонически экранированная	-845	-	1720	990	2,4	-	1274	0,7-4,9	0,4-7,8	/1,6	0,24	-	0,62	0,826	2	2	-
	IV р-н скв.206, 370…		-835,0 - 840,8	-830,5	1950	2170	3,5	1705	1852			2,5/2,6	0,25/0,24	0,55	0,57	0,831	10	10	-