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

Төлеуғалиев Замир Жанболатұлы

Уточнение сейсмогеологической модели неокома и юры месторождения Северные Бузачи с целью доразведки нефтегазоперспективных участков

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность 6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет имени К.И.Сатпаева

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

УДК 550. 83+553.3 (574.31)

На правах рукописи

Төлеуғалиев Замир Жанболатұлы

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание академической степени магистра

Название диссертации

Уточнение сейсмогеологической модели неокома и юры месторождения Северные Бузачи с целью доразведки нефтегазоперспективных участков

Направление подготовки

6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Научный руководитель, доктор PhD, Сеньор-лектор кафедры Геофизики Умирова Г.К.

«<u>27</u>» <u>июня</u> 2020 г.

Рецензент

_______Муратова С.К «<u>27</u>» <u>июня</u> 2020 г.

Нормоконтроль,

Алиакбар М.М. «28» июня 2020 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведущий кафедрой Геофизики доктор геолого – минералогических наук, профессор

Абетов А.Е. «28» июня 2020 г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский Национальный Исследовательский Технический Университет имени К.И.Сатпаева

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

Кафедра Геофизики

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой Геофизики доктор геолого – минералогических наук, профессор

Абетов А. Е "28" июня 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Төлеуғалиев Замир Жанболатұлы

Тема магистерской диссертации: <u>Уточнение сейсмогеологической модели</u> неокома и юры месторождения Северные Бузачи с целью доразведки

нефтегазоперспективных участков

Утверждена приказом по университету <u>№ 1193-м от 29 октября 2018 г.</u>

Срок сдачи законченной работы «<u>2</u>» <u>июля 2020 г.</u>

Исходные данные к магистерской диссертации: научная литература, статьи и публикации

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

а) общее сведение о месторождении

б) особенности геологического строения

в) геолого-геофизическая изученность

г) интерпретация данных ГИС

д) методика проведения и интерпретация данных сейсморазведки

е) сейсмогеологическая модель месторождения

Рекомендуемая основная литература:

A. Б. Уточнение отложений 1 Бакиева модели среднеюрских месторождения Северные Бузачи оптимизации с целью освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. Автореферат на кандидата геолого-минералогических наук. 2014, соискание степени Москва

2 Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Москва, 2001.

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

4 Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (Год 2000). Издательство «Научный мир». Москва, 2001г.

5 Журнальные статьи, посвященные геологии Бузачинского свода.

6 Даукеев С. Ж., Воцалевский Э. С., В. М. Пилифосов и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана», Нефть и газ, том III, Алматы, 2002.

7 Попков В. И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // АН СССР. Геотектоника. Изд. Наука. № 4. 1986.

8 Волож Ю.А. Астраханский карбонатный массив: Строение и нефтегазоносность. Москва. Научный мир. 2008.

9 «Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли» Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз». Актау. 2016 г.

10Калешева Г. Е. Геолого-физическая характеристика месторождения Северные Бузачи // «Молодой ученый» - 2015. - №24. - С. 299-301.

11Шималин А. В., Григорьянц В.Г. и др. Сейсморазведочным работам в Казахстане 60 лет. Издательство "Дидар лтд.", Алматы. 2009 г.

12Отчет. Якукин В.И. и др. О результатах сейсморазведочных работ 3 D, обработки и интерпретации сейсмических материалов объединенного куба 3D по площади Северные Бузачи. Москва. 2009 г.

ГРАФИК подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов,	Сроки представления	Примечание
перечень разрабатываемых	научному руководителю и	
вопросов	консультантам	
Методика проведения и	12.05.2019 г.	
интерпретация данных		
сейсморазведки		
Интерпретация данных ГИС	25.10.2019 г.	
Сейсмогеологическая модель	10.02.2020г.	
месторождения		
-		

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты,	Дата	Подпись
	И.О. Ф.	подписания	
	(уч. степень,		
	звание)		
Методика проведения и	Умирова Г.К.,	12.05.2019	No
интерпретация данных	доктор PhD,		
сейсморазведки	Сеньор-лектор		V
Интерпретация данных	Умирова Г.К.,	25.10.2019 г.	11-
ГИС	доктор PhD,		· July -
	Сеньор-лектор		\checkmark
Сейсмогеологическая	Умирова Г.К. ,	10.02.2020г.	21
модель месторождения	доктор PhD,		0-1-
	Сеньор-лектор		\checkmark
Нормоконтролер	Алиакбар М.М.	28.06.2020г.	
	тьютор		hour

Научный руководитель ____

Уул — _ Умирова Г.К.

Задание принял к исполнению магистрант_____Толеугалиев З.Ж.

Дата

"27"____06____ 2020 г.

АННОТАЦИЯ

В работе показана высокая эффективность применения сейсморазведки 3D для целей изучения структурно-тектонических особенностей строения как всего разреза от доюрских образований и до апта включительно, так и для создания сейсмогеологической модели, описывающей строение и литологофациальные особенности коллекторов, продуктивных на месторождении Северные Бузачи.

Дана оценка возможности геофизических методов для решения геологических задач с целью доразведки перспективных площадей. В работе приведены данные о геолого-геофизической изученности, геологическом строении, тектонике, полезных ископаемых участка исследований. Автором проведен глубокий анализ данных сейсморазведки и ГИС на месторождении Северные Бузачи, дана оценка качества и степени достоверности полученных данных. Проведен петрофизический анализ горных пород на основе изучения физических свойств, отобранных в полевых условиях образцов. Показаны возможности результата интерпретации сейсморазведочных и ГИС данных. AVO-анализа Особое внимание уделено оценки возможности для определения флюидонасыщенности пластов коллекторов и литологического расчленения. Также в работе показано построение сейсмогеологической модели, которая является заключительной стадией исследования.

АҢДАТПА

Жұмыста Юра кезеңінен бастап Аптаға дейінгі барлық бөліктің құрылымдық және тектоникалық құрылымдық ерекшеліктерін зерттеу үшін 3D сейсмикалық барлаудың жоғары тиімділігі, сонымен қатар Солтүстік Бозашы кен орнында өнімді су қоймаларының құрылымы мен литологиялықбет ерекшеліктерін сипаттайтын сейсмикалық-геологиялық модель жасалды.

Перспективті аймактарды одан әрі зерттеу мақсатында геологиялық есептерді шешудің геофизикалық әдістерінің мүмкіндігі бағаланады. Жұмыста зерттеу аймағының геологиялық және геофизикалық білімі, геологиялық құрылымы, тектоникасы, пайдалы қазбалары туралы мәліметтер келтірілген. Автор Солтүстік Бозашы кен орнында сейсмикалық және терең деректерге терең талдау жасады, мәліметтердің сапасы мен сенімділігіне баға берді. Далада алынған сынамалардың физикалық қасиеттерін зерттеу негізінде тау жыныстарына петрофизикалық талдау жүргізілді. Сейсмикалық және ГАЖ мәліметтерін интерпретациялау нәтижелерінің мүмкіндіктері көрсетілген. Резервуар қабаттарының сұйықтықпен қанықтылығын және литологиялық бөлінуді анықтау үшін АВО талдауының орындылығын бағалауға ерекше көңіл бөлінеді. Сонымен қатар жұмыста зерттеудің соңғы көрсетілген.

ABSTRACT

The work shows the high efficiency of 3D seismic exploration for the study of structural and tectonic structural features of the entire section from pre-Jurassic formations to Aptian inclusive, and to create a seismic-geological model that describes the structure and lithological-facies features of reservoirs productive at the Severnye Buzachi field.

The possibility of geophysical methods for solving geological problems with the aim of further exploration of promising areas is assessed. The work presents data on the geological and geophysical knowledge, geological structure, tectonics, minerals of the research area. The author performed an in-depth analysis of seismic data and well logging in the Severnye Buzachi field, assessed the quality and reliability of the data. A petrophysical analysis of rocks is carried out on the basis of studying the physical properties of samples taken in the field. The possibilities of the result of interpretation of seismic and well data are shown. Particular attention is paid to assessing the feasibility of AVO analysis to determine fluid saturation of reservoir layers and lithological separation. The paper also shows the construction of a seismic geological model, which is the final stage of the study.

СОДЕРЖАНИЕ

Co	одержание	
Be	ведение	11
1	Общие сведения о месторождении	13
2	Геолого-геофизическая изученность	15
3	Особенности геологического строения	18
	3.1 Стратиграфия	18
	3.2 Тектоника	21
	3.3 Нефтегазоносность	22
	3.4 Геолого-физические характеристики эксплуатационных	25
	объектов	
4	Методика проведения и интерпретация данных сейсморазведки	27
	3D	
	4.1 Полевые сейсморазведочные работы	27
	4.2 Стратификация отражающих горизонтов	29
	4.3 Методика картопостроения	32
	4.4 Динамическая интерпретация и атрибутный анализ	47
5	Интерпретация данных ГИС	70
	5.1Объем и качество данных ГИС	70
Τe	ехнические условия проведения ГИС	73
	5.3 Обработка данных ГИС	73
	5.4 Петрофизическое обоснование и методы интерпретации	74
да	нных ГИС	
	5.5 Определение параметров пластов	83
6	Сейсмогеологическая модель месторождения	84
	6.1 Структурно-тектоническое строение месторождения по	84
	реперным границам раздела	
	6.2 Строение площади по среднеюрскому комплексу	86
	6.3 Строение площади по неокомскому комплексу	93
	6.4 Сейсмогеологическая модель строения месторождения	95
3a	ключение	97
Сг	исок использованной литературы	98

введение

Актуальность исследований

Современное состояние нефтегазовой отрасли в Казахстане таково, что крупные месторождения характеризуются истощением продуктивных пластов и высоким обводнением добываемой нефти. В эксплуатацию месторождения co сложным геологическим строением вводятся И ухудшенными коллекторскими свойствами продуктивных горизонтов, извлечение нефти. Поэтому затрудняющими особую актуальность приобретают методы повышения эффективности освоения месторождений, апробация новых технологий, приводящих к наиболее полному извлечению нефти из недр. На сегодняшний день ключевым вопросом является создание адекватной природным объектам геологической основы для повышения эффективности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, что, в свою очередь, связано с созданием новых и усовершенствованием существующих геологических моделей месторождений.

Цель исследований:

Комплексная интерпретация сейсморазведки 3D и ГИС для изучения структурно-тектонических особенностей меловых и юрских отложений с целью построения сейсмогеологической модели

Задачи магистерской диссертации заключаются в следующем:

1 Анализ результатов изучения сейсмических атрибутов с целью выявлений и трассирований тектонических нарушений и локальных геологических;

2 Анализ пространственных закономерностей геолого тектонического строения площади на основе данных сейсморазведки, бурения, ГИС;

3 Анализ результатов структурной интерпретации данных сейсморазведки 3D;

4 Изучение методики определения фильтрационно-емкостных свойств пород коллекторов месторождения Северные Бузачи на основе акустической инверсии.

Научная новизна: В работе на примере месторождения Северные Бузачи показаны возможности актуализации геологических моделей на основе геофизических измерений. Поиск УВ сырья в месторождениях со сложным геологическим строением. Использование новых технологий с целью извлечения нефти. Построение современной геологической модели на базе новых технологий.

Практическая значимость:

В работе приведены данные о геолого-геофизической изученности, геологическом строении, тектонике, полезных ископаемых участка;

Показана высокая эффективность применения сейсморазведки 3D для целей изучения структурно-тектонических особенностей строения как всего разреза от доюрских образований и до апта включительно, так и для создания сейсмогеологической модели, описывающей строение и литологофациальные особенности коллекторов, продуктивных на месторождении Северные Бузачи.;

Проведен процесс комплексирования данных ГИС, анализа кернового материала и отбивок по основным структурно-формационным границам раздела с данными 3D-сейсморазведки, позволивший выполнять детальную геологическую интерпретацию и получить геологическую информацию современного уровня.

Фактографическая база данных:

Магистерская диссертация составлена на основе производственных материалов, научных статей и публикацей.

В процессе подготовки магистерской диссертации широко использовались научные публикации, учебно-методическая литература, информация интернета, доступные фондовые материалы прошлых лет и результаты геолого-геофизических исследований, выполненные сервисными компаниями в последние годы.

Среди опубликованных материалов, оказавших большое влияние на структуру и содержание диссертации, можно назвать работы: Воскресенский Ю.Н. (2001), Шималин А. В., Григорьянц В.Г. и др. (2009), Даукеев С. Ж., Воцалевский Э. С., В. М. Пилифосов (2002), Хаин В.Е. (1990), Волож Ю.А (2008).

1 Общие сведения о месторождении

Месторождение «Северные Бузачи», находится на полуострове Бузачи в пределах северо-восточной прибрежной части Каспийского моря (рисунок 1.1). Ближайшим населёнными пунктами являются районный центр Мангистауского района посёлок Шетпе (120 км от месторождения к юговостоку) и областной центр Мангистауской области город Актау (260 км к югу от месторождения).

Через месторождение Северные Бузачи проходит высоковольтная линия электропередачи ЛЭП-110, обеспечивающая его электроэнергией.

Ближайшая автострада Актау-Каламкас проходит в 8 км от рабочего поселка. Рядом с автострадой проложены нефтепровод Каламкас-Каражанбас-Атырау-Самара, газопровод Каламкас-Каражанбас, водопровод морской воды Киякты-Каражанбас-Каламкас, водопровод волжской воды Волга-Каламкас и водопровод питьевой воды Киякты-Каражанбас-Каламкас.

Климат района резко континентальный с колебаниями сезонных температур от +30 +450С летом до -300С зимой, среднегодовая температура воздуха +10,4оС. Атмосферные осадки незначительные и, в основном, приходятся на осенне-зимний период. Годовое количество осадков по данным станции Форт-Шевченко составляет 172 мм, по данным станции Кызан – 140 мм.

Полуостров Бузачи относится к зоне с неустойчивым снежным покровом, максимальная глубина промерзания грунта 0,5 м.

В орографическом отношении район представляет собой слабо всхолмленную равнину. Рельеф площади съёмки 3D варьирует между -28 и - 22 метрами.

Район характеризуется сильными ветрами с сезонной сменой преобладающих направлений: весной, в основном, юго-восточные, а осенью и зимой северо-восточные, достигающие скорости 30 м/с.

Гидрографическая сеть отсутствует. Характерно наличие многочисленных соров, представляющих бессточные впадины, в осеннезимний период заполняемые атмосферными осадками, непроходимы для автотранспорта.

В районе месторождения имеются сравнительно неглубокие малодебитные колодцы с пригодной для питья слабоминерализованной водой, которыми пользовались в период разведочных работ. Кроме этого, питьевая вода для нефтеразведчиков доставлялась автоцистернами из пос. Тущикудук, расположенного в 120 км, а для технического водоснабжения использовались подземные воды верхнеальбских горизонтов, а также морская вода. В настоящее время используется водопроводная вода.

Поскольку месторождение занимает центральную часть урочища Большой сор и представлена соровыми и корково-пухлыми солончаками, более 70% территории полностью лишены растительности, а на остальной площади она крайне бедна и представлена характерными для полупустынь видами: полынь, изредка тростник и мелкие полукустарники высотой до полуметра.

Животный мир относительно разнообразен: большая песчанка, ушастый ёж – эндемик региона, сайгаки, лисы, волки, зайцы, тушканчики, пресмыкающиеся, а также не менее 40 видов птиц, большая часть которых являются перелётными.



Рисунок 1.1 – Обзорная карта

2 Геолого-геофизическая изученность

Район исследований характеризуется высокой степенью геологогеофизической изученности.

Эффективность поисков месторождений нефти и газа 50-60 годы XX века возрастала, следствием этого было практически ежегодное увеличение объемов сейсморазведочных работ.

В 1958 г. гравиметрическими работами в западной части полуострова Бузачи установлен ряд гравитационных максимумов: Северо-Бузачинский, Каражанбасский, Жуманский и др. В сентябре 1971 г. по указанию Министерства Геологии КазССР представителями трестов «Мангышлакнефтегазразведка», «Казнефтегеофизика» и КазНИГРИ было составлено «Обоснование поисково-разведочных работ на Мангышлаке и Устюрте на 1972-72 гг.» которым предусматривался большой объем геофизических работ в комплексе с поисково-разведочным бурением на полуострове Бузачи.

Методы комплексирования структурного бурения и сейсморазведки дали надежные геологические результаты на полуострове Бузачи. В 1975 г. «Гурьевской экспедицией» были открыты крупные месторождения нефти и газа, в том числе и месторождение Северные Бузачи. На производстве комплексирования этих методов применялось в условиях неглубокого залегания сводов соляных куполов, характеризующихся блоковым строением надсолевых отражений и развитием малоамплитудных нарушений.

Поисковое бурение начато в 1975 г. и в этом году открыто месторождение поисковой скважиной 122. Разведочное бурение начато в 1975 г. окончено в 1978 г. Тектонически приурочено к нарушенной, сложнопостроенной антиклинальной складке, с амплитудой 100м.

Первые сведения о нефтегазоносности месторождения Северные Бузачи были получены в виде образцов нефтенасыщенного керна и положительной по ГИС характеристики структурно-поисковых скважин. В скважине Г122 был получен первый промышленный приток нефти из неокомских отложений, и в скважине Г130 – из юрских отложений. В пределах продуктивного разреза месторождения.

Работы по комплексированию 3D сейсморазведки и бурения на отчётной площади проводятся уже на протяжении нескольких лет. Сначала компания «Техасо» провела интерпретацию центрального куба в 2001 году с использованием новых скважин, которые были к тому времени пробурены скважины серий (порядка 50 скважин серии NB И Γ И К). Западная и восточная часть лицензионной площади при этом была покрыта только профилями 2D. Это была первая, но тем не менее удачная попытка создать современную модель строения месторождения с привлечением динамической интерпретации по продуктивной части разреза. Результаты этой работы позволили оценить эффективность 3D сейсморазведки.

1984 г. и 2008 гг. была выполнена сейсморазведка МОГТ-3D и современная система обработки и интерпретации обеспечили значительное повышение информативности сейсмических материалов. Впервые была получена объемная информация, позволившая существенно уточнить структурно-тектоническую характеристику в районе сочленения месторождений Каражанбас Северный и Северные Бузачи.

Вторая попытка доизучения лицензионной площади была предпринята после выполнения полевых работ 3D сейсморазведки по восточной части месторождения. Работы проводились с учётом увеличенного до 350 числа скважин в 2007 году. Основной проблемой, которую не удалось до конца решить, было создание общего куба по центральной и восточной частям месторождения. Это, в первую очередь, произошло из-за попытки объединения кубов на уровне уже существующих вариантов обработки кубов. Как показал опыт, это было ошибочное решение. Второй очень важной проблемой для работ этого периода, было стремление минимизировать сроки работ по увязки скважинной информации и сейсморазведки. Это также негативно сказалось на общих, достаточно неплохих результатах второго этапа. Самое главное достижение этого этапа – опыт, который позволил понять, что надо делать в случае, если имеется несколько разных съёмок и большое количество пробуренных скважин.

В 2000 г. и 2005г. были проведены сейсмические съемки 3D/2D. Последующая интерпретация сейсморазведочных работ привела к иной геологической модели продуктивного юрско-мелового комплекса, во много отличающейся от предыдущей.

Разработка юрского объекта начата в 1999 году. Промышленная разработка месторождения ведется с 2004г. корпорацией «CNPC International (Buzachi) B.V.» и компанией «Nelson Petroleum Buzachi B.V.».

Первые скважины (№ 1, 2, 3Y-2H, 4Z-3H) вошли в работу с высокими среднегодовыми дебитами нефти 50-80 т/сут. До 2006 года средний дебит нефти скважины № 1 держался выше 30 т/сут, с 2006 года началось падение дебита. К началу 2008 года центральная часть объекта была разбурена сеткой с 49 межскважинным расстоянием 250 метров, местами была сформирована система ППД по обращенной 9-точечной схеме. С этого момента началось бурение уплотняющего фонда (в районе скважин 680 и 6103) с межскважинным расстоянием 125 метров. В 2010 - 2011 годах началось массовое бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. По состоянию на июнь 2015 года на юрском объекте работают 663 добывающих и 256 нагнетательных скважин, на меловом объекте работают 428 добывающих и 184 нагнетательных скважин.

В течении 2012 года на месторождении было пробурены ещё 10 новых скважин. Все они расположены присводовой части структуры, в пределах мелового и юрского продуктивных объектов. Данные, полученные в результате их бурения не изменили общих представлений о геологическом строении юрского-мелового продуктивного разреза, однако позволили уточнить характер его строения и фильтрационно-емкостные свойства породколлекторов.

В 2008–2012 годах с учетом результатов детальных сейсморазведочных работ 2Д и 3Д, новых данных, полученных при бурении скважин, местоположение разрывных нарушений было уточнено. В пределах месторождения было выделено 12 блоков, границы которых лишь частично совпадают с прежними границами.

3 Особенности геологического строения месторождения Северный Бузачи

3.1 Стратиграфия

Верхний палеозой (Pz₂)

Верхнепалеозойские отложения вскрыты лишь в параметрической скважине № 7 (интервал 1987–3500 м), пробуренной за пределами площади настоящих исследований. Вся толща верхнего палеозоя сложена (по данным В. Н. Кривоноса) неравномерно переслаивающимися темноцветными сильно карбонатными аргиллитами и мергелеподобными органогенно-обломочными известняками. Среди этих пород отмечаются светло-серые органогеннобрекчиевидные обломочные И доломитовые известняки. Основным компонентом органогенно-обломочных известняков являются окатанные карбонатных пород, тонкие и мелкие обломки в мергелеподобных известняках, средние и крупные в светло-серых разностях известняков. В последних, наряду с этим, отмечается также значительное количество обломков раковин крупных фораминифер (фузулинид и др.), брахиопод, реже – остракод. Кроме того, присутствует значительное количество остатков члеников криноидей, известковых водорослей, кораллов, кальцитизированных радиолярий. Реже обломки фауны отмечаются в мергелеподобных тонкообломочных известняках.

Для светло-серых разностей известняков характерны многочисленные извилистые и ветвящиеся трещинки, секущие эти породы в разных направлениях. Чаще всего трещинки заполнены прожилками кальцита или глинисто-углистым веществом. Отдельные трещинки, а также поры в перекристаллизованных нацело доломитизированных участках И известняков, иногда выполнены светло-бурыми и бурыми битумами нефтяного ряда. По данным К. Бейсеновой, в известняках этой толщи в интервалах 2172-2177 м и 2430-2435 м содержится очень бедный комплекс фораминифер, не позволяющий датировать вмещающие их отложения точнее, чем каменноугольно-нижнепермские. Н. К. Гордеев на основании этого же комплекса фораминифер определяет возраст отложений как среднекаменноугольно-раннепермский.

Триасовая система (T).Триасовые отложения В пределах рассматриваемой площади вскрыты значительным числом скважин И представлены лишь нижним отделом. Они сложены толшей аргиллитоподобных глин и аргиллитов коричнево-бурого, реже зеленоватосерого цвета, и мелкозернистыми песчаниками с подчиненными прослоями известняков, мергелей и алевролитов.

Результаты биостратиграфических исследований керна указывают на континентальную – флювиодельтовую среду осадконакопления.

Максимальная вскрытая мощность триасовых отложений составляет 2686 м (скв. ГЗ, пробуренная за пределами исследуемой площади). В

остальных скважинах она колеблется от первых единиц до 69 м (скважина Г146).

Юрская система (J). Юрские отложения вскрыты полностью или частично большинством структурно-поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Залегают они резко несогласно на размытой и выветрелой поверхности триасовых образований. В целом юрские отложения в литологическом отношении представлены переслаиванием сероцветных глин, алевролитов и песчаников.

По результатам анализов споропыльцевых комплексов, а также на основании немногочисленных находок пелеципод, юрские отложения представлены лишь средним отделом в объеме байосского и батского ярусов.

Средний отдел (J₂).

Нижний байос – (*J*₂ *bj*₁). Нижнебайосские отложения представлены песками темно-серыми с буроватым оттенком, мелкозернистыми, с прослоями глин, включениями угля и обугленных растительных остатков.

По литологическим особенностям и возрасту органических остатков эти отложения сопоставляются с карадирменской свитой нижнебайосского возраста Горного Мангышлака.

В низах разреза развиты континентальные (озерно-болотные и лагуннодельтовые) фации, которые выше сменяются фациями прибрежного мелководья (опресненного залива, русловые, дельтовые, баровые).

Верхний байос – бат (J₂b₂-J₂bt). Разрез сложен песками темно-серыми с буроватым оттенком, мелкозернистыми, кварцевыми, битуминозными, с прослоями глин темно-серых, с обломками гастропод, остракод, фораминифер и микрофоссилий

По видовому составу микрофоссилий вмещающие отложения сопоставляются с базарлинской свитой Горного Мангышлака, возраст которой на основании палинокомплексов и фауны двустворок и аммонитов считается верхнебайосско-батским.

Мощность среднеюрских отложений изменяется от первых метров в районе выхода триасовых отложений под поверхность предмелового размыва до 238 м (скв. СБ15).

Меловая система (К).

Породы мелового возраста несогласно залегают на размытой поверхности среднеюрских, а иногда и нижнетриасовых отложений. Представлены нижним отделом и включают в себя отложения неокомского надъяруса, аптского и альбского ярусов.

Нижний отдел (К1).

Неокомский надъярус (K₁nc). Нижняя часть разреза, относящаяся к берриас-валанжинскому и нижней части готеривского ярусов, литологически представлена песчаниками сероватыми, мелкозернистыми, слабосцементированными; глинами серыми, зеленовато-серыми и кирпичнокрасными, уплотненными, неслоистыми, неизвестковистыми, переходящими в верхней части в карбонатные, алевритовыми, слюдистыми; песками серобурыми, мелкозернистыми, глинистыми; алевролитами слабосцементированными. Отмечаются редкие обломки зеленовато-серых микрозернистых известняков и обломки обуглившихся растительных остатков.

Формирование данных отложений происходило в условиях мелководного морского и слабоопресненного бассейнов при жарком и достаточно влажном климате.

баррем) неокома (верхний Верхняя часть разреза готерив переслаиванием красно-бурых, зеленовато-серых представлена глин. алевролитов мелко-крупнозернистых, песчаников мелкозернистых, полимиктовых, алевритистых и песков серых до черных, мелкозернистых, некарбонатных, кварцевых. Песчаные разности состоят из песчаников с глинистым цементом с включением хорошо окатанной гальки и алевролитов. К началу баррема происходит трансгрессия моря с формированием морских мелководных образований, преимущественно глин с редкими прослоями алевролитов и песчаников.

Мощность неокомского надъяруса изменяется от 100 до 179 м (скв. К-96).

Аптский ярус (K_1a) со стратиграфическим несогласием перекрывает породы неокома. В основании яруса находится базальный песчаноалевролитовый горизонт толщиной до 20 м, сложенный крупнозернистым серым алевролитом и мелкозернистым песчаником, алевритистым, с незначительным содержанием гравийно-галечного материала. Выше залегает толща черных неслоистых глин с редкими прослоями мелких мергелистых септариевых конкреций. В верхней части разреза появляются еще и темносерые глины, переслаивающиеся с алевролитами. Мощность яруса изменяется от 90 до 130 м.

Альбский ярус (K_1al), представленный только нижним подъярусом, залегает на аптских отложениях с незначительным размывом, благодаря которому четкий контакт между аптом и альбом хорошо прослеживается на каротажных диаграммах. В литологическом отношении альбский ярус представлен преимущественно песчано-алевритовыми разностями пород, переслаивающимися с глинистыми породами. В подошвенной части разреза и в середине его встречены аммониты соответственно нижней и верхней биостратиграфических зон нижнего альба.

Мощность яруса изменяется от 180 до 460 м. Аптские и альбские осадки формировались при морской трансгрессии в мелководном бассейне.

Четвертичные отложения (Q).

Четвертичные отложения, венчающие разрез площади, со стратиграфическим и угловым несогласием залегают на нижнемеловых отложениях и сложены песками, суглинками и супесями, отложившимися при аридном климате. Толщина отложений не превышает 10–12 м.

3.2 Тектоника

В последние годы появилось много вариантов тектонического строения зоны сочленения Прикаспийской впадины и её южного обрамления. Проанализировав предлагаемые схемы, с позиции их максимального соответствия данным сейсморазведки (которая в последние годы выполнена в больших объёмах, как в акватории Каспийского моря, так и на полуострове Бузачи), авторы данной работы отдали предпочтение точки зрения на этот вопрос, изложенный и проиллюстрированный в работе Ю.А.Воложа [11].

В соответствии с этой работой, предполагается, что тектоническая позиция месторождения Северные Бузачи такова, что оно находится в южной части рифейско-кайнозойской Прикаспийской впадины Восточно-Европейской платформы, в зоне её сочленения с мезозойско-кайнозойской Скифско-Туранской плитой эпигерцинской Евразийской платформы (рисунок 2.2.1). Причём, сочленение этих дух надпорядковых структурных элементов происходит по системе региональных сдвигов. В изучаемом случае, это западный участок «Южно-Эмбинского сдвига». При такой трактовке тектонического положения площади месторождения Северные Бузачи, выходит, что его северная часть оказывается над доюрским основанием, сформированным в условиях пассивной окраины (Прикаспийская впадина), а южная – над системой триасовых грабенов, надвинутых на неё (северная краевая зона Скифско-Туранской плиты).

Более крупномасштабная тектоническая схема расположения площади отчётных работ приведена на рисунке 2.2.1, из которого следует, что она находится в пределах Северо-Бузачинского свода.

Юрско-кайнозойский платформенный чехол полностью перекрывает погребённое доюрское основание. Для Северо-Бузачинского свода, как и для Туранской плиты в целом, установлено унаследованное развитие основных тектонических элементов платформенного чехла от формы доюрского рельефа.

На формирование современного положения Северо-Бузачинской структуры наложила отпечаток активизация тектонических движений в смежных орогенических областях. Эти движения привели к активному формированию локальных структур, оживлению движений по разломам древнего заложения (вдоль региональных сдвигов) и образованию новых локальных нарушений в верхних частях осадочного чехла.



Рисунок 2.2.1 - Тектоническое строение Северо-Бузачинского свода

3.3 Нефтегазоносность

Нефтегазоносность месторождения Северные Бузачи связана со среднеюрскими и нижнемеловыми отложениями. Первый промышленный приток нефти из неокомских отложений был получен в 1975 г. в скважине Г122, а из юрских отложений – в скважине Г130.

Ниже преведены данные о нефтегазоносности месторождения Северные Бузачи в варианте индексации продуктивных пластов из отчёта по подсчёту запасов 2008 года [13].

В пределах продуктивной части разреза месторождения выделяются 8 продуктивных пластов в меловых отложениях (A, A1, A2, Б, В, Γ_B , Γ_H и Д1) и два (Ю-1 и Ю-2) – в юрских. К этим пластам приурочены нефтяные и газонефтяные залежи. Неокомские пласты A, A1 и A2 содержат газовые шапки. Юрские отложения содержат основные запасы месторождения.

Далее приводится краткое описание продуктивных горизонтов и приуроченных к ним залежей.

Пласт А. Представлен сцементированными песками. Состоит преимущественно из одного, реже из двух пропластков. Коэффициент расчлененности равен 1,1, а коэффициент песчанистости – 0,315.

Практически в половине скважин замещен плотными непроницаемыми породами, коэффициент распространения пласта равен 0,445.

Общая мощность пласта изменяется от 1,7 до 8,4 м, эффективная газонасыщенная мощность – от 0,6 до 3,0 м, эффективная нефтенасыщенная мощность – от 0,6 до 6,4 м.

Нефтеносность пласта по результатам опробования скважин установлена во II, V, VI, VII, IX и X блоках. В IX блоке (скв. Г170) при опробовании был получен газ.

Пласт A1 Пласт A1 отделяется от вышележащего пласта A глинистым прослоем мощностью до 2–3 м. Прослеживается практически по всей площади месторождения. Зоны отсутствия коллекторов представлены, в основном, небольшими линзами, исключение составляет восточная часть, где зона отсутствия коллектора занимает значительную территорию, разделяя на две части блок X. Коэффициент распространения коллекторов составляет 0,768.

Расчленённость пласта невысокая, в большинстве скважин он представляет собой единый пласт, реже разделяется на несколько пропластков (до пяти). Коэффициент расчлененности равен 1,5. Коэффициент песчанистости – 0,43.

Общая мощность пласта изменяется от 5,7 до 15,4 м, эффективная газонасыщенная мощность – от 0,7 до 10,0 м, эффективная нефтенасыщенная мощность – от 0,6 м до 10,6 м.

Продуктивность пласта выявлена во всех блоках месторождения, в пределах VI блока выявлена газовая шапка.

Пласт А2. Представлен разнозернистыми алевролитами различной степени сцементированности. Состоит преимущественно из 1-3 пропластков. Коэффициент расчлененности равен 1,1, коэффициент песчанистости – 0,43. Пласт А2 заглинизирован более чем в половине вскрывших его скважин. Коэффициент распространения пласта равен 0,39. В западной части месторождения вскрыт единичными скважинами, на востоке имеет более широкое распространение.

Общая мощность пласта A2 изменяется от 5,1 до 20,3 м, эффективная – от 0,6 до 10,1 м.

Пласт A2 является продуктивным только в VI и X блоках месторождения.

Пласт Б. По сравнению с вышележащим пластом А2 пласт Б имеет несколько более широкое распространение, однако во многих скважинах он также замещен непроницаемыми разностями и его распространение носит линзовидный характер. Коэффициент распространения коллектора равен 0,39.

Состоит из 1–3 пропластков, при этом коэффициент расчлененности равен 1,4. Общая мощность пласта Б варьирует от 5,8 до 16,9 м, эффективная нефтенасыщенная мощность – от 0,6 до 10,6 м. Коэффициент песчанистости равен 0,30. Нефтеносность пласта установлена в IV, V, VI, VIa и X блоках.

Пласт В. Пласт В в литологическом отношении не отличается от вышележащих пластов, однако имеет намного большее распространение по площади. Зоны глинизации располагаются в западной и восточной частях месторождения. Коэффициент распространения коллекторов в целом по пласту составляет 0,86, коэффициент песчанистости равен 0,31.

В пласте прослеживается от 1 до 5 пропластков, коэффициент расчлененности равен 1,8.

Общая мощность пласта В изменяется от 9,8 до 27,1 м, эффективная нефтенасыщенная мощность – от 0,7 до 13,4 м.

Нефтеносность пласта В установлена во II, V, VI, VIa, VII, IX, X, XI и XIV блоках месторождения.

Пласт Г. Пласт Г состоит из трех пластов-коллекторов. Два верхних прослеживаются практически на всей площади месторождения, а нижний пласт имеет линзовидный характер, наиболее обширные зоны его распространения находятся в VI и X блоках, на остальной территории нижняя часть пласта Г заглинизирована. В связи с этим при подсчете запасов пласт Г был разделен на два самостоятельных объекта – верхний (Гв) и нижний (Гн).

Пласт Гв. Пласт Гв среди всех неокомских пластов является наиболее выдержанным по площади, коэффициент распространения коллекторов равен 0,95. Состоит из нескольких пропластков, число которых меняется от 1 до 9. Коэффициент расчлененности пласта равен 3,3. Другой показатель неоднородности пласта – коэффициент песчанистости, равен 0,24.

Общая мощность пласта изменяется от 10,7 до 40,5 м, эффективная нефтенасыщенная мощность – от 0,6 до 13,2 м. Продуктивность пласта Гв установлена в VI, VIa, VII, IX, X и XI блоках.

Пласт Гн. Коллекторы имеют локальное распространение, наиболее обширные зоны их развития находятся в VI и X блоках. Коэффициент распространения равен 0,33. Общая мощность пласта изменяется от 6,2 до 38,9 м, эффективная нефтенасыщенная мощность – от 0,6 до 7,5 м. Коэффициент песчанистости равен 0,20. Пласт состоит преимущественно из 1–3 пропластков, коэффициент расчлененности составляет 1,3. Нефтеносность пласта выявлена в VI и X блоках.

Пласт Д1. Пласт Д1 содержит от 1 до 5 пропластков, хотя чаще всего их 2–3. Коэффициент расчлененности равен 1,3. Общая мощность пласта меняется от 8,8 до 19,7 м, а эффективная нефтенасыщенная – от 0,6 до 9,1 м. Коэффициент песчанистости для пласта Д1 равен 0,22. Продуктивные коллекторы выделены в VI, VIa, VII, IX, X блоках, где с ними связаны нефтяные залежи. В VIa блоке пласт Д1 состоит из двух пропластков, каждый из которых содержит самостоятельную залежь.

Ю-1 горизонт. Представлен песчано-алевролитовыми породами. В восточной части месторождения размыт. Коэффициент распространения горизонта равен 0,98. Содержит от 1 до 15 пластов-коллекторов, коэффициент расчлененности при этом составляет 4,8. Часто пласты

сливаются между собой, образуя единый мощный резервуар. Общая мощность горизонта изменяется от 3,3 до 89,6 м. Уменьшение мощности горизонта наблюдается в восточном направлении, там, где он выходит под поверхность предмелового размыва. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 6,2 до 59,9 м, газонасыщенная - от 0,6 м до 13,4 м. Продуктивность горизонта доказана опробованием в 23 разведочных скважинах и многочисленными результатами испытаний эксплуатационных скважин. Горизонт нефтеносен во II, III, IV, V, VI, VII, IX, X, XIV блоках, при этом в VI блоке установлено наличие газовой шапки. Газовую шапку вскрыли 35 эксплуатационных скважин.

Ю-2 горизонт. Представлен чередованием алевролитов, песчаников и глин. Коэффициент распространения горизонта равен 0,98. Состоит из нескольких пропластков, число которых меняется от 1 до 10. Коэффициент расчлененности пласта равен 2,9. Другой показатель неоднородности пласта – коэффициент песчанистости, равен 0,44. Общая мощность горизонта изменяется от 24,9 до 101 м. Эффективная нефтенасыщенная мощность изменяется от 1,2 до 44,4 м.

Нефтеносность горизонта установлена в блоках VI, X и XI.

В пределах VI блока выделяются два купола (западный и восточный), разделенные между собой небольшим прогибом. К каждому из них приурочена самостоятельная залежь нефти.

3.4 Геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

Таблица 3.4.1 - Месторождение Северные Бузачи. Средние параметры свойств пластовой нефти по первому объекту

Параметры	Значения
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	320
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	920,1
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	937,2
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,029
Содержание серы в нефти, %	2,2
Содержание парафина в нефти, %	1,8
Давление насыщения нефти газом, атм.	22,9
Газосодержание нефти, м ³ /т	7,39

Таблица 3.4.2 - Средние ГФХ по I объекту

Параметры	Значения
1	2
Средняя глубина залегания, м	470
ГНК, м	(-428) - (-436)

ВНК, м	
Тип залежи	пластовая сводовая
	тектонически-экранированная
Тип коллектора	терригенно-поровый

Продолжение таблицы 2.4.2

Площадь нефтегазоносности (C1+ C2), тыс.м ²	66825
Средняя общая толщина, м	68,9
Средняя эффективная толщина, м	28,4
Средняя газонасыщенная толщина, м	4,1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	21,3
Пористость, доли ед.	0,34
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,73
Проницаемость, мкм ²	2,43
по данным гидродинамических исследований	
по данным исследования керна	0,948
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,47
Коэффициент расчлененности, доли ед.	6,0
Пластовая температура, °С	31
Начальное пластовое давление, атм	52
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	320
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м ³	937,2
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,029
Содержание серы в нефти, %	2,2
Содержание парафина в нефти, %	1,8
Давление насыщения нефти газом, атм.	22,9
Газосодержание нефти, м ³ /т	7,39
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,05
Плотность воды в пластовых условиях, кг/м ³	1040
Средняя продуктивность, м ³ /(сут·атм)	1,05
Средняя удельная продуктивность, м ³ /(сут·атм)/ м	0,018
Начальные балансовые запасы нефти категории В+С1/С2	
	205236 / 0
(утв. ГКЗ РК 2008 г.), тыс. т	
Начальные извлекаемые запасы нефти категории В+С1/С2	
	64199
(утв. ГКЗ РК 2008 г.), тыс. т	
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.	
	0,313
(утв. ГКЗ РК 2008 г.)	

4 Методика проведения и интерпретация данных сейсморазведки

3D

4.1 Полевые сейсморазведочные работы

Для решения поставленных задач наилучшим геофизическим методом является сейсморазведка в модификации 3D.

Главной причиной применения МОГТ-3D сейсморазведки является то, что объектами исследований становятся месторождения с более сложно построенными резервуарами, что приводит к риску заложения «пустых» скважин. Основным преимуществом МОГТ-3D является то, что она дает плотное и равномерное заполнение исследуемой площади обработанными данными, так же обладает существенно большим эффектом подавления помех.

Полевые сейсморазведочные работы методом МОГТ-3D проведены в различные годы и на разных участках (Центральный, Восточный и Западный) и все они всегда начались с проведения опытных работ по выбору условий возбуждения упругих колебаний, их регистрации и выбору системы полевых наблюдений. Для решения геологического задания для площади Северные Бузачи соответствуют системы полевых наблюдений, представленные в таблицах 4.1.1, 4.1.2 и 4.1.3.

Таблица 4.1.1 - Полевые работы 2000 г. Центральная часть 92 км² (АО "Азимут Энерджи Сервисез")

Описание параметров	Параметры
Полная номинальная кратность	24
Размер бина (м*м)	12.5*12.5
Кол-во линий приема (ЛП) в полосе	10
Кол-во пунктов приема (ПП) на линии приема	124
Кол-во активных каналов	400
Шаг между ПП на ЛП (м)	25
Интервал между ЛП (м)	100
Максимальное значение минимальных удалений (м)	124
Максимальное удаление взрыв-прием	975
Система расположения линий взрыва (ЛВ)	Псевдокрест
Шаг между пунктами взрыва (ПВ) на ЛВ (м)	25
Кол-во ПВ на площади съемки	36975
Кол-во скважин в группе	4
Вес заряда (4x150)	600 г
Шаг дискретизации	2 мс.
Длина записи	3000 мс.
Номера инлайнов	513-1496
Номера кросслайнов	1-696

Таблица 4.1.2 - Полевые работы 2005-2006 годов. Восточная часть 48 км² (БГР Интернациональ)

Описание параметров	Параметры
Полная номинальная кратность	64
Размер бина (м*м)	12.5*12.5
Кол-во ЛП в полосе	16
Кол-во ПП на линии приема	64
Кол-во активных каналов	1024
Шаг между ПП на ЛП (м)	25
Интервал между ЛП (м)	100
Максимальное значение минимальных удалений (м)	124
Максимальное удаление взрыв-прием	1114
Система расположения ЛВ	Псевдокрест
Шаг между ПВ на ЛВ (м)	25
Кол-во ПВ на площади съемки	17154
Способ возбуждения	Ударный
	(импульсный)
Шаг дискретизации	1 мс.
Длина записи	3000 мс.
Номера инлайнов	1481-2232
Номера кросслайнов	185-752

Таблица 4.1.3 - Полевые работы 2008 года. Западная часть 37 км² (АО "Азимут Энерджи Сервисез")

Описания	Параметры
Полная номинальная кратность	64
Размер бина (м*м)	12.5*12.5
Кол-во ЛП в полосе	16
Кол-во ПП на линии приема	64
Кол-во активных каналов	1024
Шаг между ПП на ЛП (м.)	25
Интервал между ЛП (м)	100
Максимальное значение минимальных удалений (м)	124
Максимальное удаление взрыв-прием	1114
Система расположения ЛВ	Псевдо крест
Шаг между ПВ на ЛВ (м)	25
Кол-во ПВ на площади съемки	16344
Кол-во скважин в группе	4
Вес заряда (4x150)	600 г
Шаг дискретизации	2 мс.
Длина записи	3000 мс.
Номера инлайнов	1-544
Номера кросслайнов	9-664

Регистрирующая система – телеметрическая станция SN408.

Данные поступили на обработку на картриджах 3490Е в формате SEG-D, описание полевой системы наблюдений в формате SPS . Несмотря на существенные различия в полевых системах по съёмкам разных лет, качество полевых сейсмограмм достаточно хорошее, что, после соответствующих процедур выравнивания, привело к получению объединённого куба сейсморазведочной информации, позволившему выполнить геологические задачи, поставленные перед отчётными работами.

Результаты обработки полученных материалов по указанным системам наблюдений В Вычислительном Центре 000 «Парадайм полевых Геофизикал» показали, что примененные системы полевых наблюдений 3Д для структуры Северные Бузачи вполне приемлемы. И полученные полевые сейсморазведочные материалы по рассматриваемой территории характеризуются в основном хорошим качеством. На основе этих данных есть возможность решать поставленные геологические задачи, как по структурной интерпретации, так и выявлять сейсмические аномалии волнового поля, возможно, связанные с залежами углеводородов (динамическая интерпретация).

4.2 Комплексная интерпретация данных сейсморазведки 3-D

4.2.1 Стратификация отражающих горизонтов

Для построения сейсмогеологической модели была принята следующая система индексации отражающих горизонтов и их приуроченности к основным структурно-формационным границам раздела (снизу-вверх от образований» «доюрских И апта включительно). Индексация ДО соответствует кровле границ раздела принятых для региона литологостратиграфических подразделений или пластов-коллекторов в варианте «Texaco». Весь разрез разбит на пять сейсмостратиграфических комплексов, сейсмогеологическая полученная модель строения a описывается одиннадцатью отражающими горизонтами, среди которых выделяются опорные и целевые. В свою очередь, по способу корреляции целевые делятся на картируемые по принципу фазовой корреляции и выделяемые условно по групповой корреляции.

4.2.2 Сейсмостратиграфическая привязка отражающих горизонтов

Наиболее распространённый способ выполнения сейсмостратиграфической привязки и идентификации в волновом поле отражающих горизонтов, является использование данных ВСП И синтетических сейсмограмм. Эти сейсмограммы формируются ПО скважинам, имеющим акустический и плотностной каротажи.

Сейсмостратиграфическая привязка отражающих горизонтов была проведена на основе синтетики и выделения в поле отражённых волн 4-х

29

структурно-формационных комплексов в отложениях доюрского комплекса, средней юры и мела. Синтетические сейсмограммы рассчитывались для 19 скважин, в которых есть данные по ВСП (рисунок 4.2.2.1).

На начальном этапе получения синтетических сейсмограмм оценивался спектр сейсмических данных. Эта оценка производилась путем анализа функции взаимной корреляции последних и ее огибающей. Импульсная трасса рассчитывалась следующим образом. По данным акустического и плотностного каротажа получались значения коэффициентов отражения. Затем, по данным таблиц «время - глубина» составлялся закон перевода из глубинного масштаба во временной. При этом данные ВСП использовались в качестве контрольных точек.



Рисунок 4.2.2.1 – Синтетическая сейсмограмма по линии скважин NB17 – NB6 – NB7 – NB1 – NB15 – NB19

4.2.3 Корреляция отражающих горизонтов и калибровка глубинного куба

В процессе геологической интерпретации и корреляции отражающих горизонтов возникала мотивация для уточнения ряда отбивок по юрским продуктивным пластам, что свидетельствует о том, что сам процесс «увязки» данных сейсморазведки и скважинной информации является очень важным этапом создания максимально обоснованной структурно-тектонической модели геологических границ раздела.

По результатам совместного анализа данных сейсморазведки и скважинной информации построен сводный разрез (рисунок 4.2.3.1).



Рисунок 4.2.3.1 – Глубинный разрез по финальному глубинному кубу

При интерпретации сейсморазведочной информации требовалось решать кинематические и динамические задачи. Поэтому, корреляция выполнялась и по временному и по глубинному кубам. После каждой итерации калибровки глубинного куба строились предварительные карты для анализа мощностей и интервальных скоростей, затем, после внесения необходимых уточнений – калибровка повторялась.

Для уточненной глубинно-скоростной модели были выбраны следующие реперные отражающие горизонты: Top Apt_II, Top Apt_I, Top Neo_A, Reper D, III, V. По каждому горизонту имелась корреляция во временном масштабе, а также были построены структурные карты, увязанные со всем скважинами, вскрывающими данный горизонт. Далее были построены уточненные карты интервальных скоростей для всех горизонтов. В последнем слое, ниже ОГ V, скорость взята переменная: 4900 м/с для триасовых отложений и 5300 м/с, для зоны, соответствующей отложениям палеозоя. С использованием этих данных был получен увязанный со скважинами финальный куб глубин. На рисунке (рисунок 4.2.3.2) представлен результат глубинного куба после финальной итерации калибровки.

По глубинному кубу (PSDM) – прокоррелировано 18 отражающих горизонтов. Причём, для калибровки самого куба, это был т.н. «пликативный вариант» корреляции, а для финальных структурных карт - корреляция выполнялась с учётом выделения разрывных нарушений.



Рисунок 4.2.3.2 – Финальный куб PSDM (CSFW) в глубинной области

4.3 Методика картопостроения

Картопостроение проводилось в модулях *Map* и *GeoStatistical Mapping* интегрированной системы Epos3TE. В качестве исходных материалов для картопостроения использовались:

• откоррелированные по временному кубу опорные отражающие горизонты,

• откоррелированные по финальному глубинному кубу, увязанному со скважинными данными, глубинные поверхности опорных и целевых отражающих горизонтов;

• результаты атрибутного и сейсмофациального анализа амплитудного куба CSFW, кубов псевдоакустического импеданса и материалов ГИС.

Таким образом, по сейсмическим данным были построены карты изохрон по опорным отражающим горизонтам; структурные карты по опорным отражающим горизонтам и структурные карты стратиграфической кровли/подошвы продуктивных пластов; карты толщин между опорными и целевыми горизонтами; карты распределения прогнозных параметров эффективных толщин для всех пластов и карта эффективных нефтенасыщенных толщин для юрской толщи.

• Структурные карты кровли/подошвы коллекторов, а также прогнозные карты распределения эффективных нефтенасыщенных толщин, эффективных газонасыщенных толщин, пористости и песчанистости для продуктивных

пластов, были получены по результатам геологического моделирования, с использованием данных сейсморазведки 3Д.

Построение карт изохрон. Корреляция горизонтов проводилась по кубу, полученному после полноволновой глубинной миграции до суммирования и скалированному во временную область.

Расчет гридов при построении карт изохрон проводился по алгоритму Minimum curvature с фильтрацией на базе от 100х100м до 300х300м, в зависимости от качества исходного горизонта. Размер ячейки грида составил 12.5х12.5м.

Все карты построены с учетом тектонических нарушений. Карты изохрон по опорным отражающим горизонтам выведены в цветном варианте в масштабе 1:100000.

Построение карт глубин по опорным и целевым отражающим горизонтам. Для построения структурных карт использовались пикировки горизонтов, полученные по финальному глубинному кубу с полноволновой миграцией до суммирования, увязанному со скважинными данными. Расчет гридов при построении карт глубин проводился по алгоритму Minimum curvature с фильтрацией на базе от 100х100м до 300х300м, в зависимости от качества исходного горизонта. Размер ячейки грида составил 12.5х12.5м. Все карты построены с учетом тектонических нарушений.

Полученные глубинные гриды имели остаточные невязки в точках скважин, для избавления от которых структурные гриды калибровались на скважины при помощи алгоритма Ordinary Kriging.

Для маломощных продуктивных пластов, не имеющих собственного отражения В волновом поле **(B** силу разрешающей способности сейсморазведки), в качестве основного метода построения структурных карт стратиграфической подошвы (пласты А2, Б, В, Г), а также кровли (пласт А1) использовался метод схождения. При этом в качестве опорных границ выбирались структурные поверхности целевых отражающих горизонтов вблизи данных пластов. На выходе карта стратиграфической кровли (подошвы) пласта калибровалась, в случае необходимости, по маркерам кровли (подошвы) пластопересечений скважинами.

Сечение изолиний на структурных картах принято в зависимости от перепада глубин 10 или 20 метров.

Структурные карты стратиграфических кровли и подошвы пластов, карты эффективных толщин и карта эффективных нефтенасыщенных толщин, полученные по сейсмическим данным послужили основой для последующего геологического моделирования и создания моделей пластов.

Построение карт интервальных скоростей. Для построения карт интервальных скоростей для опорных горизонтов использовались финальные гриды времен и финальные гриды глубин, увязанные со скважинами. Рассчитанные карты интервальных скоростей сглаживались с базой от 100х100м до 300х300м. Карты выведены в пликативном варианте в масштабе 1:100000.

Построение карт эффективных толщин и выделение литологических грании. Учитывая влияние газа на карты атрибутов в центральной части площади и соотвественно существенное снижение достоверности карт в этой области, для прогноза эффективных толщин пластов верхненеокомского плоскопарралельного комплекса были отобраны скважины, расположенные за площадью влияния газовой шапки.

Для пласта A1 по результатам статистического анализа наиболее информативным атрибутом для прогноза эффективных толщин оказалась карта распределения минимальных значений акустического импеданса, рассчитанная в интервале распространения песчаного пласта A1. Зависимость по 36 скважинам показала достаточно тесную связь с коэффициентом корреляции R= -0,723 (R²=0,523). Карта сейсмического атрибута была пересчитана в карту эффективных толщин по уравнению: Нэфф=-0,0031045*Мар +11,22.

Для учета невязок между рассчитанной картой и данными по скважинам использовался геостатистический подход (GeoStatistical Mapping) построения карт распределения параметра. Полученная схема эффективных толщин, карта исходного атрибута и финальная карта эффективных толщин с учетом всех скважин представлены на рисунке 4.3.1.

С целью выявления границ отдельных песчанных тел пласта A1, имеющих разный уровень ВНК, были изучены различные сейсмические атрибуты для интервала пласта. Наиболее информативными оказались три карты: когерентность, распределение минимальных значений акустического импеданса и карта сейсмофаций, полученная в Stratimagic из набора карт различных атрибутов.

На рисунках 4.3.2-4.3.4 показаны соответствующие карты с выделенными литологическими границами, необходимыми для деления пласта на блоки по уровню ВНК.

Для пласта A2 по результатам статистического анализа наиболее информативным атрибутом для прогноза эффективных толщин по данному пласту оказалась карта распределения суммарных временных мощностей низких значений псевдоскорости (параметр «коллектор. Зависимость по 37 скважинам показала достаточно тесную связь с коэффициентом корреляции R=0,815 ($R^2=0,663$). Карта сейсмического атрибута была пересчитана в карту эффективных толщин по уравнению: Нэфф=2,4961*Мар +0,11335.



Рисунок 4.3.1 – Прогноз эффективных толщин по данным сейсморазведки для пласта A1



Рисунок 4.3.2 – Выделение литологических границ по пласту A1 по карте сейсмофаций



Рисунок 4.3.3 – Выделение литологических границ по пласту A1 по карте когерентности



Рисунок 4.3.4 – Выделение литологических границ по пласту А1 по карте распределения минимальных значений акустического импеданса

Для учета невязок между рассчитанной картой и данными по скважинам использовался геостатистический подход (GeoStatistical Mapping)
построения карт распределения параметра. Полученная схема эффективных толщин, карта исходного атрибута и финальная карта эффективных толщин с учетом всех скважин представлены на рисунок 4.3.5.



Рисунок 4.3.5 – Прогноз эффективных толщин по данным сейсморазведки для пласта A2

Для пласта Б по результатам статистического анализа наиболее информативным атрибутом для прогноза эффективных толщин по данному пласту оказалась карта распределения минимальных значений акустического импеданса. Зависимость по 43 скважинам показала достаточно тесную связь с коэффициентом корреляции R=-0,766 ($R^2=0,587$). Карта сейсмического атрибута была пересчитана в карту эффективных толщин по уравнению: Нэфф=-0,0036232*Мар +13,857. Полученная схема эффективных толщин, карта исходного атрибута и финальная карта эффективных толщин с учетом всех скважин представлены на рисунке 4.3.6.

Для данного пласта был выделен ряд литологических границ, отделяющих друг от друга песчанные тела с разным уровнем ВНК. Литологические границы были отрисованы на основе наиболее информативных сейсмических атрибутов: карты когерентности и карты распределения амлитуд по кубу Angle Stack (5-50⁰).



Рисунок 4.3.6 – Прогноз эффективных толщин по данным сейсморазведки для пласта Б



Рисунок 4.3.7 – Пересчет карты эффективных толщин по данным сейсморазведки для пласта Г

На рисунках 4.3.7 – 4.3.8 показаны соответствующие карты с выделенными литологическими границами, необходимыми для деления пласта на блоки.



Рисунок 4.3.8 – Выделение литологических границ по пласту Б по карте когерентности

Для прогноза эффективных толщин по пласту В наиболее информативной оказалась карта распределения минимальных значений акустического импеданса, рассчитанная в интервале распространения песчаного пласта В. Зависимость по 35 скважинам, показала достаточно тесную связь с коэффициентом корреляции R=-0,767 ($R^2=0,588$). Карта сейсмического атрибута была пересчитана в карту эффективных толщин по уравнению: Нэфф=-0,0025863*Мар +10,796.

Полученная схема эффективных толщин, карта исходного атрибута и финальная карта эффективных толщин с учетом всех скважин представлены на рисунке 4.3.10.

Для отрисовки литологических границ была выбранна карта распределения амлитуд по кубу Angle Stack (5-50⁰) (рисунок 4.3.11)

Для пласта Г не удалось получить устойчивую зависимость между сейсмическими атрибутами и значениями эффективной толщины в точках скважин. Возможно, это обусловлено тонким переслаиванием глины и песчанников, а также не высокой эффективной толщиной (0-15м) при относительно болшой общей толщине пласта (4-42м). Тем не менее, была предпринята попытка пересчитать один из атрибутов в карту эффективных толщин с использованием геостатистических методов. На наш взгляд, карта распределения амплитуд по кубу Far Angle Stack наиболее похоже зонально отражает изменения улучшенных и ухудшенных свойств пласта при качественном сопоставлении с картой эффективных толщин, построенной по скважинам. Результат пересчета представлен на рисунке 4.3.12.



Рисунок 4.3.10 – Прогноз эффективных толщин по данным сейсморазведки для пласта В



Рисунок 4.3.11 – Выделение литологических границ по пласту В по карте распределения амплитуд, снятых по кубу Angle Stack (5°-50°)



Рисунок 4.3.11 – Пересчет карты эффективных толщин по данным сейсморазведки для пласта Г

Для отрисовки литологических границ песчанников с разными значениями ВНК были рассчитаны карты амплитуд по кубу Angle Stack (5-50°) отдельно для верхней и нижней частей пласта. На рисунках 3.3.12 – 3.3.13 показаны соответствующие карты с выделенными литологическими границами, необходимыми для деления пласта на блоки по уровню ВНК.

По результатам статистического анализа наиболее информативным атрибутом для прогноза эффективных толщин по пласту Д1 оказалась карта распределения суммарных временных мощностей низких значений псевдоскорости (параметр «коллектор»). Зависимость показала связь с коэффициентом корреляции R=-0,735 ($R^2=0,540$). Карта сейсмического атрибута была пересчитана в карту эффективных толщин по уравнению: Нэфф=0,60455*Мар -0,24537.

Для учета невязок между рассчитанной картой и данными по скважинам использовался геостатистический подход (GeoStatistical Mapping) построения карт распределения параметра. Полученная схема эффективных толщин, карта исходного атрибута и финальная карта эффективных толщин с учетом всех скважин представлены на рисунке 4.3.14.



Рисунок 4.3.12 – Выделение литологических границ по пласту Γ



Рисунок 4.3.13 – Выделение литологических границ по пласту Γ



Рисунок 4.3.14 – Прогноз эффективных толщин по данным сейсморазведки для пласта Д1

Для отрисовки литологической границы, необходимой для деления пласта на блоки по уровню ВНК, была выбранна карта распределения амлитуд.

По результатам статистического анализа наиболее информативным атрибутом для прогноза эффективных толщин по пласту Д1-1 оказалась карта распределения суммарных временных мощностей низких значений псевдоскорости (параметр «коллектор»). Зависимость показала достаточно тесную связь с коэффициентом корреляции R=0,709 ($R^2=0,502$). Карта сейсмического атрибута была пересчитана в карту эффективных толщин по уравнению: Нэфф=0,30608*Мар +0,99556.

Для учета невязок между рассчитанной картой и данными по скважинам использовался геостатистический подход (GeoStatistical Mapping) построения карт распределения параметра.

Для пласта Д2 не удалось получить устойчивую зависимость между сейсмическими атрибутами и значениями эффективной толщины в точках скважин. В первую очередь это обусловлено тем, что средняя эффективная толщина составляет 2м, что существенно ниже разрешающей способности сейсморазведки.

Тем не менее, была предпринята попытка пересчитать один из атрибутов в карту эффективных толщин с использованием геостатистических методов.



Рисунок 4.3.15 – Выделение литологических границ по пласту Д2 на основе карты распределения параметра «коллектор»



Рисунок 4.3.16 – Выделение литологических границ по пласту Д2 по карте сейсмофаций

Карта распределения суммарных временных мощностей низких значений псевдоскорости (параметр «коллектор») наиболее похоже зонально отражает изменения улучшенных и ухудшенных свойств пласта при качественном сопоставлении с картой эффективных толщин, построенной по скважинам. Литологические границы для данного пласта были выделены с использованием карты сеймофаций и карты распределения параметра «коллектор» (рисунок 4.3.15 - 4.3.16).

Для пласта Д3 также не удалось получить устойчивую зависимость между сейсмическими атрибутами и значениями эффективной толщины в точках скважин.

Тем не менее, была предпринята попытка пересчитать один из атрибутов в карту эффективных толщин с использованием геостатистических методов. Карта распределения суммарных временных мощностей низких значений псевдоскорости (параметр «коллектор») наиболее похоже зонально отражает изменения улучшенных и ухудшенных свойств пласта при качественном сопоставлении с картой эффективных толщин, построенной по скважинам.

Для пласта Е по результатам статистического анализа наиболее информативным атрибутом для прогноза эффективных толщин по данному пласту оказалась карта распределения суммарных временных мощностей низких значений псевдоскорости (параметр «коллектор»). Зависимость показала достаточно тесную связь с коэффициентом корреляции R= 0,709 (R²=0,502). Карта сейсмического атрибута была пересчитана в карту эффективных толщин по уравнению: Нэфф=0,75753*Мар +0,071841.

Для учета невязок между рассчитанной картой и данными по скважинам использовался геостатистический подход (GeoStatistical Mapping) построения карт распределения параметра. Полученная схема эффективных толщин, карта исходного атрибута и финальная карта эффективных толщин с учетом всех скважин представлены на рисунке 4.3.17.

Литологические границы для данного пласта были выделены с использованием карты распределения минимальных значений акустического импеданса (рисунок 4.3.18).

Для прогноза эффективных нефтенасыщенных толщин юрской толщи была использованна карта распределения параметра «коллектор», полученная для нефтенасыщенной части пласта. Зависимость по 568 показала достаточно тесную связь с коэффициентом корреляции R=0,739 ($R^2=0,547$). Карта сейсмического атрибута была пересчитана в карту эффективных толщин по уравнению: Нэфф=0,51115*Мар +6,4595.

Для учета невязок между рассчитанной картой и данными по скважинам использовался геостатистический подход (GeoStatistical Mapping) построения карт распределения параметра.



Рисунок 4.3.17 – Прогноз эффективных толщин по сейсмическим данным для пласта Е



Рисунок 4.3.18 – Выделение литологических границ по пласту Е на основе карты распределения минимальных значений акустического импеданса

Построение карт кровли и подошвы коллекторов. Для построения карт кровли и подошвы коллекторов предварительно определялись зоны

отсутствия коллектора. Для этого прогнозная карта эффективных толщин, полученная по картам сейсмических атрибутов, увязывалась со всеми скважинами. При увязке в скважинах с отсутствием коллекторов, исскуственно были введены отрицательные эффективные мощности для более четкого выявления зон отсутствия коллекторов. В дальнейшем методами структурного моделирования с учетом стратиграфических поверхностей пластов были получены карты кровли и подошвы коллекторов, увязанные со скважинами и сходящиеся на выклинивание к границам зон отсутствия коллектора.

Построение карт эффективных нефтенасыщенных и газонасыщенных толщин. Внешние и внутренние контуры ВНК и ГНК определялись по пересечению соответственно кровли и подошвы коллектора с поверхностью контакта. В случае не горизонтальных контактов строились гриды контактов по скважинным данным.

Карты эффективных нефте- и газонасыщенных толщин для ВНЗ и ЧНЗ строились отдельно.

Для нефтяных залежей построение карт нефтенасыщенных толщин проводилось следующим образом. В чистонефтяной зоне (ЧНЗ) приравнивались к картам эффективных толщин. Входными данными для построения в водонефтяной зоне (ВНЗ) были: внешний контур с нулевыми значениями, внутренний контур со значениями карты эффективных толщин, скважинные данные. Учитывались структурные особенности при помощи песчанистости. Аналогично строились карты для газовых залежей для ЧГЗ и ГВЗ. В дальнейшем с помощью логических операций проводилось сращивание карт для ЧНЗ (ЧГЗ) и ВНЗ (ГВЗ).

Построение карт пористости и песчанистости. Карты пористости строились по скважинным данным с учетом зон отсутствия коллектора и принятым граничным значениям по ГИС.

Карты песчанистости строились как отношение карты эффективных толщин к карте общих толщин, полученным ранее.

4.4 Динамическая интерпретация

4.4.1 Анализ петрофизических свойств пород для задач AVOанализа и амплитудной инверсии

Для установления связи между сейсмическими атрибутами И подсчетными параметрами анализировался весь имеющийся материал ГИС по месторождению Северные Бузачи. Для задач динамической интерпретации важно изучение жесткостных характеристик изучаемых толщ, которые каротажном представлены В комплексе плотностным И акустическим методами.

47

Изучение жесткостных свойств целевого интервала. В исследуемом разрезе коллекторы терригенных нижнемеловых и среднеюрских отложений представлены слабосцементированными песчаниками (песками) и алевролитами (алевритами) с незначительным содержанием глинистого материала. Эффективные мощности коллекторов продуктивных пластов варьируют в пределах 0.3-12.1 м для пород неокома и от 0.3 до 28.4 м для пород среднеюрских отложений.

На первом этапе необходимо было установить, какой из жесткостных параметров наилучшим образом решает задачу разделения разреза на «коллектор» - «неколлектор». Для этого были построены гистограммы распределения по значениям скорости DT, плотности RHOB и акустического импеданса AI (рисунок 4.4.1.1).







RHOB, AI по данным 577 скважин.

Как видно из рисунка 4.4.1.1 (а), модальные значения кривой акустического каротажа для коллекторов и неколлекторов практически совпадают. Таким образом, по значениям скорости практически невозможно разделить породы на «коллектор» - «неколлектор». Распределение по (рисунок 4.4.1.1(б)), напротив демонстрирует плотности достаточно уверенное разделение пород, вероятность которого значительна и составляет ~ 70%. Далее был проведен анализ возможности разделения пород по значениям акустического импеданса. На рис. 4.33(в) приведена гистограмма распределения акустического импеданса АІ. Из гистограммы видно, что пород разделение на «коллектор»—«неколлектор» ПО акустическому импедансу затруднительно, разделение не ярко выражено и не позволяет надежно оценить долю коллекторов по значениям AI, однако наблюдается тенденция увеличения значений АІ для неколлекторов.

Для оценки тесноты связи между жесткостными параметрами среды и пористостью была построена серия кроссплотов (рисунок 4.4.1.2) вида пористость–скорость продольных волн, пористость–объемная плотность, пористость–акустический импеданс. При их построении анализировалось влияние глинистости на определяемые значения пористости.

Анализ зависимостей показал, что наблюдается достаточно тесная связь лишь между объемной плотностью и пористостью (рисунок 4.4.1.2(б)). Сопоставление $Vp=f(K\pi)$ демонстрирует отсутствие связи между рисунок 4.4.1.2(а). параметрами Так, изменение пористости породы практически не отражается на значениях скорости. Аналогичную картину наблюдаем и на кроссплоте AI=f(Kn). Видна лишь тенденция увеличения значений акустического импеданса с уменьшением пористости. Итак, для изучаемой продуктивных отложений площади, плотность является информативным параметром, позволяющим оценить и качество коллектора, и выделить в толще интервалы коллекторов. Поэтому, на следующем этапе, кривые пористости были пересчитаны в скоростные кривые (псевдоскорость) с использованием уравнения Гарднера.

Кроме того, для возможности пересчета куба скорости в куб пористости была построена зависимость вида Kp=f(псевдоскорость) и рассчитано уравнение регрессии.

Уравнение имеет следующий вид (рисунок 4.4.1.3):

$$K\pi = 0.54 - 0.0001 * Vp \tag{11}$$

Для возможности расчета куба литологии были построены гистограммы псевдоскорости для трех определенных литотипов (Рис. 4.36). Это песчаники, алевролиты, а также глины и уплотненные породы. Как и следовало ожидать, разделение по параметру достаточно четкое. Видно, что породы-коллекторы, представленные песчаниками и алевролитами, отличаются от глин и плотных разностей пониженными значениями скоростей. Уровень значений псевдоскорости последних превышают 3550 м/с. Заглинизированные коллекторские разности (алевролиты) характеризуются значениями параметра 3350-3550 м/с, а песчаники <3350 м/с.



Рисунок 4.4.1.3 – Зависимость псевдоскорости от пористости с цветокодировкой по глинистости.

В разрезе изучаемого месторождения присутствуют как газонасыщенные, так и нефтенасыщенные породы. По этой причине, на следующем этапе, анализировалось влияние типа флюида на жесткостные характеристики среды. На рис. 4.37 - 4.38 приведены кроссплоты вида RHOB-Vp, RHOB-Кп. На сопоставлении плотности и скорости (Рис. 4.37) газонасыщенные коллектора, характеризующиеся низкими значениями обоих параметров, образуют облако, отстоящее от коллекторов с нефте- и водонасыщением. Вместе с тем, часть точек газонасыщенного коллектора попадает в область нефте- и водонасыщенных пород, что связанно с глинизацией коллектров. Ухудшение коллекторских свойств отражается увеличением, как плотности, так и скорости.

На сопоставлении пористости и плотности (Рис. 4.38) точки нефте- и водонасыщенных коллектров образуют один тренд, в то время как, точки газонасыщенных коллектров смещены в сторону низких значений плотности. Отметим, что два этих тренда непараллельны. С уменьшением пористости тренд для газонасыщенных коллекторов максимально приближается к тренду водо- и нефтенасыщенных коллекторов.



Рисунок 4.4.1.4 – Изменение плотности в зависимости от флюидонасыщения и скорости

Рисунок 4.4.1.5 – Зависимость плотности от пористости

Проведенный анализ показал, ЧТО выделение газонасыщенных коллекторов по жесткостным характеристикам среды возможно лишь для случая неглинистых песчаников. Вместе с тем, по петрофизическим характеристикам нефтенасыщенные породы невозможно отделить OT водонасыщенных коллекторов.

3.4.2 Атрибутный и сейсмофациальный анализ

Атрибутный анализ сейсмической записи предполагает исследование измерений кинематических и динамических параметров сейсмических волн амплитуд, фаз, частот - на качественном и количественном уровне с целью их пересчета в емкостные характеристики пласта. На первом этапе атрибутного анализа выполняется качественная оценка информативности сейсмических атрибутов, для чего используются как данные разведочного бурения, так и Далее, при наличии данные предыдущих отчетов, при их наличии. корреляционных связей между атрибутами петрофизическими И характеристиками, рассчитываются параметрические карты.

Сейсмофациальный анализ – это анализ геометрической формы (конфигурации) отражений, динамических параметров амплитуд, степени непрерывности частоты и т.д. Прямой корреляции между определенным типом рисунка волновой картины и литологическим составом пород не существует, тем не менее, анализ характеристики отражений в комплексе со всеми имеющимися данными, в первую очередь с данными ГИС, позволяет сделать предположение об условиях осадконакопления и получить приемлемые оценки литологии.

Сейсмофациальный анализ был выполнен в программном комплексе «Stratimagic» с применением технологии нейронных сетей (THC), которая самоорганизующейся основана на применении нейронной сети для распознавания и оценки изменения формы сейсмического сигнала в Полученный собой изучаемом интервале. результат представляет последовательность классифицированных цветом модельных трасс, из формируется сейсмических фаций, отражающая которых карта распределение неоднородности сейсмических данных.

3.4.3 Характеристика продуктивных пластов по результатам динамической интерпретации

Согласно геологическому заданию, был проведен анализ параметров целевых продуктивных пластов: A+A1, A2, B, B, Γ , D0, D1, D2, D3, E u HO (HO0 + HO1 + HO2) по рассчитанным кубам, полученным в результате проведения AVO/AVA-инверсии, амплитудной инверсии и расчета дополнительных сейсмических атрибутов.

Изучаемые продуктивные пласты по-разному выделяются на сейсмических разрезах (рисунок 3.4.3.1 – 3.4.3.6(б)). Некоторые из пластов образуют пакет волновых отражений (В, Г, Д и Ю), в то время как другие не имеют самостоятельного отклика И интерферируют с выше-И нижележащими толщами (А и А1). Вследствие относительно небольшой мощности, пласты A и Al прослеживаются в волновом сейсмическом поле интегрированным откликом, поэтому для анализа были построены общие карты распределения параметров - для двух пластов в целом.



Рисунок 3.4.3.1 – Распределение амплитуд по Angle Stack (5-50°) по пласту A (а). Интервал пласта на вертикальном разрезе сейсмических данных (б)



Рисунок 3.4.3.2 – Распределение амплитуд по Angle Stack (5-50°) по пласту А2 (а). Интервал пласта на вертикальном разрезе сейсмических данных (б)



Рисунок 3.4.3.3 – Распределение амплитуд по Angle Stack (5-50°) по пласту Б (а). Интервал пласта на вертикальном разрезе сейсмических данных



Рисунок 3.4.3.4 – Распределение амплитуд по Angle Stack (5-50°) по пласту В



Рисунок 3.4.3.5 – Распределение амплитуд по Angle Stack (5-50°) по пласту Γ



Рисунок 3.4.3.6-Распределение амплитуд по Angle Stack (5-50) по ОГ Reper D

Анализ петрофизических характеристик показал, что интервалы коллекторов изучаемого разреза имеют низкие значения скорости и плотности по отношению к вмещающим породам. Таким образом, пласты-коллекторы в сейсмическом волновом поле выделяются *отрицательной фазой*.

На первом этапе анализировалось распределение амплитуд по кубу частичной угловой суммы 5°-50°. В целом, карты этого параметра отражают общее распределение амплитуд. Вместе с тем, на них отчетливо видны зоны литологической неоднородности целевых пластов, а также элементы тектонических нарушений и уверенно прослеживаются русловые потоки. Площадные распределения параметра для пластов A+A1, A2, E, B, Γ и группы пластов Д, пласта E, пласта Д1 приведено на рисунках 3.4.3.1 - 3.4.3.6(a) соответственно.

На карте, построенной для пластов A+A1, отчетливо видна зона уменьшения отрицательных амплитуд. На вертикальном сейсмическом разрезе эта зона выражается резким затуханием амплитуд в интервале пласта и инверсией отрицательной фазы на положительную. Анализ скважинных данных (рисунок 3.4.3.7) позволяет предположить, что это затухание обусловлено литологическим замещением песчаников преимущественно глинистыми разностями. Действительно, на схеме корреляции видно, что в зоне прекращения прослеживания отрицательной фазы (район скважин NB_1085, NB_1095, NB_10482) наблюдается глинизация интервала пласта, уменьшение эффективных толщин и ухудшение ФЕС коллекторов, тогда как скважины, пробуренные в зонах уверенного прослеживания обеих фаз, вскрыли коллекторы лучшего качества и увеличенные эффективные толщины рассматриваемого интервала.



Рисунок 3.4.3.7 – Выделение зоны литологического замещения песчаников на глинистые разновидности в интервале пласта А

На корреляции разрезов скважин в верхней части пласта Д1 наблюдается замещение преимущественно глинистой пачки (скважины NB_24, NB_22, NB_5, NB_17) на крепко сцементированный песчаник значительной мощности (скважины NB_23, NB_301, NB_405, NB_599), что и определило появление яркого отклика в волновом поле.

Для пластов A+A1, A2, E геометрия русловых потоков наилучшим образом выделяется на картах частичной угловой суммы 5°-50°, в то время как для пластов B, Γ – на атрибутах *относительного акустического импеданса (Relative Acoustic Impedance)*. Карты распространения русловых потоков для пластов A+A1, A2, E, B, Γ представлены на рисунках 3.4.3.8 - 3.4.3.12 соответственно. На этих же рисунках приведены примеры отображения в волновом сейсмическом поле тел, сформированных потоками. Поскольку эти тела имеют разную мощность и неоднородное литологическое строение, а также приурочены к различным частям изучаемого интервала, то и в волновом поле они прослеживаются по-разному. Особенности строения русловых потоков целевых пластов отображаются в волновом поле на рисуновых поле мощности, появлением дополнительной фазы, четким трассированием подошвы канала и инверсией фазы.



Рисунок 3.4.3.8 – Иллюстрация русловых потоков для пласта А и примеры выделения русловых тел на временных разрезах



Рисунок 3.4.3.9 – Иллюстрация русловых потоков для пласта A2 и примеры выделения русловых тел на временных разрезах

Как отмечалось выше, пласты B и Γ отображаются в волновом поле пакетом отражений, поэтому для более четкого определения геометрии русловых потоков дополнительно были построены карты атрибута Relative Acoustice Impedance отдельно для кровельной (пласт B – рисунок 3.4.3.11, пласт Γ – рисунок 3.4.3.12) и подошвенной (пласт B – рисунок 3.4.3.13, пласт Γ – рисунок 3.4.3.14) частей интервала.



Рисунок 3.4.3.10 – Иллюстрация русловых потоков для пласта Б и примеры выделения русловых тел на временных разрезах



Рисунок 3.4.3.11 – Иллюстрация русловых потоков для в.ч. пласта В



Рисунок 3.4.3.12 – Иллюстрация русловых потоков для верхней части пласта Г



Рисунок 3.4.3.13 – Иллюстрация русловых потоков для нижней части пласта В



Рисунок 3.4.3.14 – Иллюстрация русловых потоков для нижней части пласта Г

По целевым пластам был рассчитан ряд AVO-атрибутов, информативными из которых являются: Normal Incidence Reflectivity, Fluid Factor, Lambda*Rho Reflectivity, Elastic Impedance Reflectivity.

Атрибут Normal Incidence Reflectivity несет в себе информацию как о насыщении пласта, так и о его литологии. Поэтому целесообразно дополнительно использовать другие AVO-атрибуты. Одним из таких атрибутов является Fluid Factor (рисунок 3.4.3.15-3.4.3.19), который отображает УВнасыщенность тех ИЛИ ИНЫХ интервалов разреза и пригоден для прогнозирования газовых песков любого класса. Чувствительным индикатором поровых флюидов является также атрибут Lambda*Rho Reflectivity (рисунок 3.4.3.20-3.4.3.24), который характеризует чувствительность скелета породы к сдвигу в процессе распространения акустической волны во флюидах. Из атрибута Elastic Impedance Reflectivity (рисунок 3.4.3.25-3.4.3.30) возможно получить информацию о литологическом строении исследуемого интервала. Отметим, что все эти атрибуты являются комплексной характеристикой, обусловленной сейсмогеологическими условиями, лишь в той или иной мере отражая геологическую характеристику изучаемой толщи. На распределение параметров атрибутов влияют и литологическое строение, и насыщение, и тип порового флюида, и неоднородность строения пласта, а также частотная характеристика сейсмических данных И динамическая выраженность коллекторов на фоне вмещающих пород. Несмотря на это, получение площадных распределений различных атрибутов для пласта позволяет более полно провести динамическую интерпретацию и повысить достоверность установления зональности геологических особенностей изучаемой толщи.



Рисунок 3.4.3.15 – Распределение амплитуды атрибута Fluid Factor по пласту А2



Рисунок 3.4.3.16 – Распределение амплитуды атрибута Fluid Factor по пласту Б



Рисунок 3.4.3.17 – Распределение амплитуды атрибута Fluid Factor по пласту В



Рисунок 3.4.3.18 – Распределение амплитуды атрибута Fluid Factor по группе пластов Д



Рисунок 3.4.3.19 – Распределение амплитуды атрибута Fluid Factor по пласту Е



Рисунок 3.4.3.20 – Распределение амплитуды атрибута Lambda*Rho Reflectivity по пласту A2



Рисунок 3.4.3.21 – Распределение амплитуды атрибута Lambda*Rho Reflectivity по пласту Б



Рисунок 3.4.3.22 – Распределение амплитуды атрибуту Lambda*Rho Reflectivity по пласту В



Рисунок 3.4.3.23 – Распределение амплитуды атрибута Lambda*Rho Reflectivity по пласту Г



Рисунок 3.4.3.14 – Распределение амплитуды атрибута Lambda*Rho Reflectivity по группе пластов Д



Рисунок 3.4.3.24 – Распределение амплитуды атрибута Lambda*Rho Reflectivity по пласту Е



Рисунок 3.4.3.25 – Распределение амплитуды атрибута Elastic Impedance Reflectivity по пласту A2



Рисунок 3.4.3.26 – Распределение амплитуды атрибута Elastic Impedance Reflectivity по пласту Б



Рисунок 3.4.3.27 – Распределение амплитуды атрибута Elastic Impedance Reflectivity по пласту В



Рисунок 3.4.3.28 – Распределение амплитуды атрибута Elastic Impedance Reflectivity по пласту Г



Рисунок 3.4.3.29 – Распределение амплитуды атрибута Elastic Impedance Reflectivity по группе пластов Д



Рисунок 3.4.3.30 – Распределение амплитуды атрибута Elastic Impedance Reflectivity по пласту Е

Минимальные значения псевдоскорости в случае, если пласт разрешается полностью, характеризуют качество коллектора, а суммарная временная мощность – его эффективные толщины.

Для пластов A+A1, A2, E, группы пластов Д, пласта E и пласта Д1 на картах минимальных значений псевдоскорости и суммарной временной мощности пониженных значений псевдоскорости выделяются одни и те же области, т.е. большим эффективным толщинам соответствуют коллектора хорошего качества. Вместе с тем, понятно, что в волновом сейсмическом поле амплитуда отклика определяется как качеством ФЕС, так И эффективными толщинами. Кроме того, на характеристику отклика влияет и слоистость разреза. Так, для пластов В и Г параметрические карты по изучаемому атрибуту разнятся - коллектора хорошего качества и зона развития повышенных эффективных толщин расположены в разных частях площади. Это связано с особенностями строения пластов и выражением их в сейсмическом поле. По данным ГИС в пределах пластов В и Г наблюдается чередование отдельных прослоев коллектора в толще глин, однако сейсмический отклик, формирующийся от пачки в целом, приводит к интерференции и занижению амплитуды сигнала. Поэтому по результатам инверсии такая зона выделяется значительными временными толщинами и может ошибочно интерпретироваться как зона развития коллекторов.

Поскольку сейсмофациальный анализ позволяет оценивать форму трасс и классифицировать заданный интервал, устанавливая зональности, обусловленные различиями в условиях осадконакопления. Понятно, что такой анализ целесообразно проводить только для пластов, формирующих пакет отражений в сейсмическом волновом поле. Из пластов неокомской толщи такими характеристиками обладают пласты *B*, Γ , группа пластов \mathcal{A} , пласт *E* и пласт $\mathcal{A}I$ (рисунок 3.4.3.31-3.4.3.33).

С целью повышения стабильности классификации в центральной части площади для пласта Γ на карте сейсмофаций (рисунок 3.4.3.32) убрана информация внутри контура газонасыщенности вышележащей толщи, поскольку именно в этой области искажено волновое поле присутствием газа.

Для группы пластов Д и пласта E, имеющих клиноформное строение, были рассчитаны две карты сейсмофаций (рисунок 3.4.3.33). Границей раздела между клиноформами служит яркое отражение, сформированное, по данным ГИС, пластом высокорадиоактивных глин.



Рисунок 3.4.3.31 – Иллюстрация волнового поля интервала пласта В (разрез угловой суммы Angle Stack (5-30°)) с вынесенными классами (а). Карты сейсмофаций по пласту В(б)



Рисунок 3.4.3.32 – Иллюстрация волнового поля интервала пласта Г (разрез угловой суммы Angle Stack (5-30°)) с вынесенными классами (а). Карты сейсмофаций по пласту Γ(б)



Рисунок 3.4.3.33 – Иллюстрация волнового поля интервала группы пластов Д и пласта Е (разрез угловой суммы Angle Stack (5-30°)) с вынесенными классами (а). Карты сейсмофаций по группе пластов Д и по пласту Е (б)

Несмотря на то, что к юрским отложениям приурочены основные запасы углеводородов, построение распределения атрибутов для этих мало информативно. Это связано со сложным строением отложений (рисунок 3.4.3.34). изучаемой толщи В отличие ОТ неокомской, клиноформенной или плоскопараллельной, слабодисоцированной толщи, среднеюрские отложения представлены тектонически-дислоцированным строения комплексом, себя блоки включающим В различного И вещественного состава, верхняя часть которого подверглась эрозии.



Рисунок 3.4.3.34 – Волновая картина в интервале юрских отражений

По данным ГИС положение установившегося контакта определяется положениями ВНК отдельных блоков, но в целом находится приблизительно на одном уровне. Разница в положении ВНК для разных блоков составляет от 0 до 15 м относительно среднего значения.



Рисунок 3.4.3.35 – Распределение суммарных временных мощностей низких значений псевдоскорости по пласту Ю и сопоставление со скважинными данными по коллекторам



Рисунок 3.4.3.36 – Распределение минимальных значений псевдоскорости по пласту Ю и сопоставление со скважинными данными по коллекторам

Принимая во внимание сложное геологическое строение юрских продуктивных пластов, целесообразно получение распределений лишь для продуктивной толщи. Однако, построенные карты AVO-атрибутов и сейсмофациальные карты носят мозаичный характер и не несут дополнительной информации ни о свойствах коллектора, ни об условиях осадконакопления. Площадное распределение псевдоскорости, построенное для продуктивной части, в целом, отражает зональность развития коллекторов и, с определенной долей условности, позволяет оценить их качество (рисунок 3.4.3.35 – 3.4.3.36).

5 Интерпретация данных ГИС

5.1 Объём и качество данных ГИС

Для всестороннего изучения физических свойств среды с целью решения геологических задач: геометризации песчаных и русловых тел в границ определения внешних залежей пространстве и (структурных, литологических, тектонических: уточнение положений ГНК и ВНК), необходимых для полного уточнения геологической структуры месторождения применяются методы ГИС. Методы ГИС дают сплошную, надежно привязанную по глубине информацию со значительно большим радиусом исследования.

Основанием для переинтерпретации материалов ГИС послужили следующие данные:

• Проведение сейсморазведки 3D в 2008г по Западному блоку и геологическая интерпретация объединённого куба.

Бурение 304 новых скважин в период с 2007г по 2009г.

• Отбор и исследования керна после 2007г., был произведён по 3-м скважинам, всего отбор керна осуществлён по 7 скважинам.

Методика интерпретации результатов геофизических исследований скважин (ГИС) для выделения коллекторов, оценки характера насыщения и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) должна быть определения обоснована с двух позиций. С одной стороны, разработка методики зависит информативности и качества стандартного полноты, комплекса ОТ геофизических исследований скважин месторождения. С другой стороны, необходимо знать модель коллектора, структуру порового пространства, вещественный состав и строение скелетной и цементирующей частей, диапазон изменения основных свойств коллекторов. Эти данные получают из прямой информации - результатов исследований керна, по которым строят основные петрофизические зависимости и устанавливают граничные (предельные) значения емкостных и фильтрационных свойств коллекторов. Геофизические исследования в скважинах месторождения Северные Бузачи

Геофизические исследования в скважинах месторождения Северные Бузач включают следующий комплекс методов (таблица 5.1):

Таблица 5.1 – комплекс мето,	дов ГИС
------------------------------	---------

Название метода	Название прибора	Количество скважин(шт.)
Стандартная электрометрия	Градиент-зонд A2.0M0.5N потенциал-зонд N0.5M2.0A	649
Боковое каротажное зондирование	КСП-2	38

Продолжение Таблицы 5.1

	_	
Микрозондирование	микроградиент-зонд	50
	A0.025M0.025N	
	микропотенциал-зонд А0.05М	
Боковой каротаж	АБК-3, ТБК-2	102
Микробоковой каротаж	КМБК	543
Индукционный каротаж	ПИК-2Ф, ПИК-1М, Э-3	388
Радиоактивный каротаж (ГК и	ТРКУ-100, ДРСТ	696
НГК)		
Гамма-Гамма плотностной	в комплексе	581
каротаж		
Акустический каротаж	СПАК	584
Кавернометрия	в интервале продуктивного	670
	разреза	
Микрокавернометрия	Не проводилась	0
Инклинометрия	ИК-2, ИК-200	117
Резистивметрия	в комплексе	74
Термометрия	в комплексе	2

Геофизические исследования в структурно- поисковых скважинах.

Материалы ГИС по структурно-поисковым скважинам весьма скудные. В основном комплекс ГИС включает четыре кривые: кавернометрию, естественную радиоактивность (ГК), потенциал собственной поляризации и удельное электрическое сопротивление, записанное кровельным градиент зондом N0.5M2A. Лишь в шести скважинах (К24, К41, К45, К102 и К112) в комплексе ГИС, кроме перечисленных выше, присутствуют кривые нейтронного каротажа (НГК), а в скважине К118 есть ещё и кривые бокового каротажа (БК), кривые бокового каротажного зондирования (БКЗ) и микрозонды (МКЗ).

Геофизические исследования в поисковых и разведочных скважинах.

В разведочных скважинах общих поисковых И комплекс геофизических исследований по всему стволу в масштабе глубин 1:500 включал в себя запись в открытом стволе следующих методов: стандартный каротаж кровельными (N0.5M2A, A0.5M2N) и подошвенным (A2M0.5N) градиент-зондами одновременной записью с кривой потенциалов собственной поляризации (СП), кавернометрию (ДС). Радиоактивный каротаж (РК) включал запись кривых естественной радиоактивности (ГК) и вторичного гамма-излучения (НГК). В продуктивной части разреза комплекс ГИС в масштабе 1:200 дополнялся следующими методами: БКЗ (зонды A1M0.1N, A4M0.5N, A8M1N), боковой фокусированный A0.4M0.1N, каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), индукционный каротаж (ИК) и микрозондирование (МКЗ).

Геофизические исследования в эксплуатационных скважинах.

В эксплуатационных скважинах по всему стволу проводились следующие виды каротажа: СП, ДС, ГК, НК, БК, МБК, ИК (двухзондовый), МКЗ, акустический (АК), фотоэлектрический (ФЕК), плотностной (ГГКп).
Кроме этого, в эксплуатационных скважинах СБ1, СБ3, СБ4 выполнен ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), в скважинах СБ713, СБ1042, СБ1080 - высокочастотное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), в пятидесяти скважинах проведен спектрометрический гамма-каротаж (СГК) (текст. прил. 17). Для определения кривизны ствола скважины и положения его в пространстве в ряде скважин проводилась инклинометрия с замерами азимута и угла искривления ствола на точках через 25 м. Качество цементирования эксплуатационных колонн оценивалось по диаграммам акустического цементомера (АКЦ, CBL).

Следует отметить, что комплекс ГИС методов после ввода месторождения в эксплуатацию претерпел значительные изменения по сравнению с этапом разведки. Так, из комплекса ГИС исключены исследования БКЗ; для оценки удельных электрических свойств пород используются БК и ИК; комплекс дополнен плотностным каротажем (ГГКп), который в условиях месторождения Северные Бузачи является наиболее информативным методом для выделения эффективных толщин и оценки пористости пород. Кроме того, в связи с внедрением современной комплексной модульной аппаратуры, улучшилось качество самих замеров методов ГИС.

Регистрация кривых методами ГИС в структурно-поисковых, поисковых и разведочных скважинах осуществлялась в аналоговом виде каротажными станциями АКС-Л/51, АКС-Л/7.

Оценка качества материалов ГИС сводилась к определению степени пригодности геофизических данных для комплексной интерпретации – определению коллекторских свойств пород (Кн, Кп, Нэф). Выполненная при комплексной интерпретации оценка качества первичных геофизических материалов позволила сделать следующие выводы:

• присутствие в комплексе микрозондов в скважинах месторождения повышает надёжность определения эффективных толщин в разрезе;

• материалы БК и МБК, в основном, удовлетворительного качества. В ряде скважин в кривую МБК вносилась аддитивная поправка;

• диаграммы ГК и НК, записанные однозондовой аппаратурой, в основном, хорошего качества;

• материалы акустического каротажа, как в разведочных, так и в эксплуатационных скважинах, в основном, хорошего качества;

Для дополнительного контроля качества материалов ГИС проведен их статистический анализ на этапе обработки.

Имеющийся комплекс ГИС вполне достаточен для решения качественных и количественных задач - литологического расчленения, выделения коллекторов и оценки характера их насыщения, для определения подсчётных параметров.

Основные методы ГИС (ПС, ИК, РК, БК) выполнены, практически, в полном объеме, что определяет достаточную полноту геофизической информации в скважинах месторождения Северные Бузачи.

5.2 Технические условия проведения ГИС

На эффективность ГИС оказывает существенное влияние технология бурения скважин, а именно: скорость проходки в продуктивных интервалах, промежуток времени между вскрытием пород и проведением геофизических исследований, а также тип и свойства промывочной жидкости.

Продуктивные пласты месторождения Северные Бузачи приурочены к терригенным отложениям мелового и юрского возраста. Залежи нефти и газа расположены на глубине 280-500 м, нефти характеризуются высокой вязкостью.

Регистрация промыслово-геофизических методов в открытых стволах эксплуатационных скважин велась на полимерно-глинистых растворах с удельным весом 1,38-1,43 г/см³, вязкостью 20-90 с, сопротивлением от 0,12 до 0,95 Ом*м, замеренным в поверхностных условиях при температурах от 8 до 30 °C.

Пластовые воды неокомских и юрских отложений относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе, основные параметры приведены в таблице 5.2.

Геолого-технические условия проведения не всегда благоприятны для проведения замеров метода самопроизвольной поляризации (ПС) из-за близости минерализации пластовых вод и фильтратов промывочных жидкостей. Кроме того, по ряду интервалов слабосцементированных коллекторов отмечается повышенное кавернообразование, негативно влияющее на замеры методов ГИС.

Таблица 5.2 – Сведения о минерализации, температуре и сопротивлении пластовых вод

Возраст отложений	Минерализация	Сопротивление		
Нижний мел	45,5 г/л	0,122 Ом*м при 34°С		
Средняя юра	58,8 г/л	0,10 Ом*м при 34°С		

5.3 Обработка данных ГИС

Данные ГИС месторождения Северные Бузачи обрабатывались в поточечном и попластовом режиме в системе «GEOLOG». Обработка и интерпретация данных ГИС включает:

- выделение коллекторов;
- определение глинистости;
- определение пористости коллекторов (Кп, ГГКп, либо Кп.НК)
- расчет коэффициента проницаемости;

• оценка характера насыщения и расчет коэффициента нефтегазонасыщения.

• рассчет толщин коллекторов (эффективных, эффективных нефтенасыщенных и эффективных газонасыщенных). Толщины рассчитывались с учетом кривизны скважины.

5.4 Петрофизическое обоснование и методы интерпретации данных ГИС

5.4.1 Выделение коллекторов

Геологические условия залегания продуктивных пластов месторождения Северные Бузачи и применяемая технология бурения достаточной надежностью позволяют с решать задачу выделения коллекторов. Для ее решения используются, как прямые качественные геофизические признаки, так и граничные критерии коллектора (Кпгр, Кпргр, Кглгр).

Количественная интерпретация данных ГИС проводилась по продуктивным пластам месторождения Северные Бузачи – терригенным нижнемеловым (А, А1, А2, Б, В, Г, Д, Д1, Д2 и Д3) и среднеюрским (Ю0, Ю1, Ю2, Ю3) пластам.

Прямые качественные геофизические признаки коллектора являются следствием проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласты-коллекторы.

Коллектор выделяется по следующим прямым качественным признакам:

• положительные приращения по кривым микрозондирования;

- сужение диаметра скважины (dc) по сравнению с номинальным (dн);
- понижение значений на ГГКп относительно вмещающих пород;

• наличие радиального градиента кажущегося сопротивления по электрическим методам каротажа (БКЗ, БК, ИК).

Кроме того, к качественным признакам относятся: отрицательная аномалия СП, сравнительно низкая естественная радиоактивность коллекторов и средние значения показаний НК.

Прямые качественные признаки являются обоснованными и достаточными для выделения коллекторов. Однако, в тех случаях, когда прямые качественные признаки слабо выражены или применен неполный комплекс ГИС, то привлекаются количественные критерии (граничные значения Кп, Кпр и др.).

5.4.2 Оценка нижних пределов коллекторских свойств пород по данным исследования керна

Песчано-алевритовые разности, слагающие промышленно продуктивные пласты месторождения Северные Бузачи характеризуются достаточно широким диапазоном фильтрационно-емкостных свойств. Среди них по общепринятой классификации А.А.Ханина различаются коллектора от высокого до низкого качества, от I до VI класса. С целью определения доли коллекторов низкого качества Vi класса, но в которых возможно движение флюидов и в частности нефти, была проведена оценка нижних пределов коллекторских свойств песчаников и алевролитов продуктивных пластов месторождения.

В условиях анализируемого разреза низкая степень уплотнения осадков и как следствие – относительно небольшая контрастность пористости глин и песчано-алевритовых пород обуславливает сопоставимость их емкостных свойств. Кривая ПС из-за близости минерализации пластовых вод и промывочных жидкостей неинформативна. Ядерно-магнитный каротаж оказался неэффективным в нефтеносных разрезах из-за интерференции сигнала тяжелой нефти и сигнала воды.

Как известно, не весь объем нефти, заполняющей открытые поры песчаников и алевролитов, при разработке залежей приводится в движение Б.Ю.Вендельштейн, Д.А.Кожевников, 1991 (В.М.Добрынин, И др.). Определенная и обычно, находящаяся в мелких и тупиковых порах, местах сужений пустот часть нефти при реализуемых градиентах давлений остается целью без определения доли открытой движения. С пористости, участвующей в движении флюидов, при заданных градиентах давлений, были использованы связи проницаемости образцов керна с их эффективной и динамической пористостью. Величины коэффициентов эффективной (Кпэф) и динамической (Кпд) пористости пород рассчитывались по формулам:

- Кпэф = Кпо · (1-Кво),
- Кпд = Кпо · (1-Кво-Кно), где:
- Кво, Кно остаточная водонасыщенность и остаточная

нефтенасыщенность соответственно, измеренные на образцах керна.

Приведены графики зависимости Кп = f(Кпэф, Кпд), Кпр = f(Кпд, Кво, Кп, Кпэф), для нижнемеловых и юрских отложений. Из всех графиков видно, что граничные значения для коллекторов нижнемеловых и юрских отложений близки, и составляют примерно Кп=26% при Кпр=10мД.

Следует отметить, ЧТО полученные значения Кпгр носят статистический характер. Как видно из рисунков 4.4.2.1-4.4.2.2 точки на поле сопоставления значений Кп и Кпр, Кпдин и Кпр расположены со значительным разбросом. Поэтому действительные значения Кпгр могут отличаться от осредненных, приведенных выше. При наличии надежных коллектора МКЗ, прямых признаков (по данным кавернометрии), эффективные получаемые толщины, по количественным значениям

параметров, уточняются. При отсутствии прямых признаков коллектора возможны погрешности. Однако вследствие статистического характера связи Кпр=f(Кп) погрешности разнонаправлены и в существенной степени уравновешивают друг друга.



Рисунок 5.4.2.1 – График зависимости Кп

Рисунок 5.4.2.2 – График зависимости Кп

5.4.3 Краткая характеристика коллекторов продуктивных пластов

По данным анализа керна продуктивный разрез представлен песчаноалевритовыми разностями с различным содержанием глинистого материала, типом цемента и глинами. Кроме того, в отложениях средней юры эпизодически встречаются угли, известняки, известковые песчаники и алевролиты, а также известковые глины.

Коллекторами являются "однородные" разности слабосцементированные песчаники (пески) и алевролиты (алевриты) с незначительным содержанием глинистого материала.

Песчаные и песчано-алевритовые породы слабо и средне сцементированы, преимущественно с глинистым цементом, в нефтенасыщенных интервалах черные, темно-коричневые, коричневые, в водонасыщенных – светло-коричневые.

На основании литолого-петрографического изучения, выполненного в отчёте к подсчету запасов 1977 года и по керну из эксплуатационных

скважин, в разрезе продуктивных пластов неокома и средней юры выделены следующие основные литотипы пород:

1. песчано-алевритовые с незначительным содержанием глинистого материала;

2. песчано-алевритовые со значительным содержанием глинистого материала, содержащегося в виде цемента или в виде слойков;

3. песчано-алевритовые с глинисто-карбонатным и карбонатным цементом;

4. глины (глинистые породы).

Породами-коллекторами являются породы 1 литотипа, представленные:

• слабосцементированными песчаниками (песками) мелкозернистыми, с единичными тонкими слойками или мелкими гнездами глин (неслоистыми);

• слабосцементированными песчаниками (песками) мелкозернистыми, алевритовыми (алевритистыми) или с прослоями алевритов и редкими мелкими гнездами (прослоями) глин;

• слабосцементированными алевролитами крупнозернистыми,

песчанистыми, неслоистыми или с редкими слойками глинистого материала;

Зачастую песчано-алевритовые "однородные" разности разделены слоями толщиной от первых мм до 1-10 см глинистых (глинисто-карбонатных) пород, образуя слоистые (анизотропные) комплексы.

Глинистость пород-коллекторов, в основном, обусловлена количеством присутствующих слойков и гнезд глин. В песчаниках количество цементирующего глинистого материала обычно не превышает 15-20%, часто менее 10%.

Породы-коллекторы, представленные алевролитами, отличаются от песчаников более высоким содержанием глинистого цемента (20-30%), но также характеризуются высокими емкостно-фильтрационными свойствами (ФЕС).

Снижение ФЕС наблюдается для песчаников и алевролитов с повышенным содержанием глинистого цементирующего материала и (или) с многочисленными гнездами и прослойками глин (содержание глинистого материала более 35%).

Карбонатный материал в составе цемента пород-коллекторов, представленный кальцитом и сидеритом, присутствует в незначительных количествах (не более 2-3%).

По вещественному составу кластического материала песчаные породы относятся к полимиктовым. Обломочный материал чаще всего хорошо отсортирован, представлен угловатыми и полуокатанными зернами, в основном изометричной формы.

Минералогический состав пород, в том числе, содержание и состав глинистых минералов изучен методом рентгено-структурной дифракции по 51 и 29 пробам из скважин СБ1 и СБ3 (свойства по стандартным образцам с той же глубины определены соответственно для 45 и 27 проб). Результаты

определения состава пород представлены в отчёте по подсчёту запасов 2007г. [9]

Средние значения содержания минералов для глинистых (массовое суммарное содержание глинистых минералов Сгл >50%) и песчаных (Сгл<=50%) пород неокома и юры представлены в таблице 5.4.3 и на рисунке 5.4.3.1 (а, б).



Рисунок 5.4.3.1 – Минералогический состав глинистых (а) и песчаных (б) пород. Минералогический состав глин в глинистых (в) и песчаных (г) породах

Таблица 5.4.3 – Среднее значение содержания минералов по результатам XRD исследований. Скважины СБ1 и СБ3

Содержа		минералов,%	Сумма глин	60,7	60,3	26,8	30,3
	0		Fe хлорит	7,5	6,7	0,6	2,5
	ние		2:1 Fe глины	9,5	8,7	4,7	4,7
			2:1 А1 глины	38,2	38,2	19,2	17,6

Ка	олинит	5,5	6,8	2,2	5,4
(Сумма	39,6	40,5	72,4	69,3

Продолжение таблицы 5.4.3

	Пирит	0,6	0,4	0,2	0,1
	Сидерит	0,6	0,9	0,1	1,7
	Анкерит	1,0	0,8	1,9	1,6
	Доломит	0,6	0,4	0,7	0,8
	Мд. Кальцит	2,3	2,7	3,4	3,7
	Кальцит	0,2	0,4	0,7	0,8
	Плагиоклаз	12,5	9,0	16,8	14,8
	КПШ	2,2	2,9	5,2	4,9
	Кварц	19,4	22,7	41,8	40,5
Рз ср., г/см ³		2,77	2,78	2,72	2,65
Количество определений		11	7	3	45
	Отложения	Неоком (Сгл>50%)	Юра (Сгл>50%)	Неоком (Сгл<=50%)	Юра (Сгл<=50%)

5.5 Определение параметров пластов

5.5.1 Определение глинистости коллекторов

Для определения глинистости была использована зависимость показаний весовой глинистости (Сгл) от двойного разностного параметра ($\Delta\Gamma K$) (зависимость В. В. Ларионова).

Сгл=
$$0.333^*(2^{(2* \Delta \Gamma K)-1})$$
 (1)

где $\Delta \Gamma K = (\Gamma K - \Gamma K M u H) / (\Gamma K M a K - \Gamma K M u H)$

ГКмин - минимальные показания ГК в «чистых» коллекторах или плотных интервалах,

ГКмак - максимальные показания ГК в глинах между меловыми и юрскими отложениями, выбранными в качестве опорного пласта.

Кгл=Сгл(1-Кп) [6].

5.5.2 Определение пористости коллекторов

На месторождении Северные Бузачи основным методом, используемым для определения пористости коллекторов, является ГГКп, который требует минимального количества введения поправок, а также выполнен в большинстве скважин. В тех скважинах, где отсутствовал метод ГГКп, пористость оценивалась по методу НК.

Плотностной гамма-гамма каротаж. Петрофизической основой для определения пористости по данным гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) является зависимость между объемной плотностью (δ_{π}) и коэффициентом пористости пород (K_{π}), которая имеет следующий вид:

$$\delta_{\pi} = (1 - K_{\pi.\Gamma\Gamma K}) * \delta_{M} + K_{\pi.\Gamma\Gamma K} * \delta_{\phi}$$
⁽²⁾

Общая пористость вычислялась по формуле:

$$K_{\pi.\Gamma\Gamma K} = (\delta_{M} - \delta_{\pi})/(\delta_{M} - \delta_{\phi})$$
(3)

где К_{п.ГГК} –коэффициент пористости, д.е.;

 $\delta_{\rm M}$ – минералогическая плотность скелета породы, г/см³;

 δ_φ – плотность флюида, насыщающего поровое пространство пород, г/см³.

В уравнении, приведённое выше, вносилась поправка за глинистость:

$$δn = (1-Kπ-Kгπ)* δM+δrπ*Krπ+δφ*Kπ$$
(4)

Для уточнения $\delta_{\rm M}$ была получена на образцах керна гистограмма распределения плотности минерального скелета (Рис. 3.13г, 3.14г). Как видно из данных рисунков диапазон изменения $\delta_{\rm M}$ для песчано-алевритовых пород имеет достаточно широкий спектр по минеральной плотности от 2,5 до 2.8 г/см³. Эти вариации связаны с нестабильным содержанием в твёрдой фазе пород таких минералов как: кварц – 2.65г/см³, полевые шпаты 2,56 ÷ 2,62г/см³, каолинит – 2.64г/см³, гидрослюда – 2.72г/см³, хлорит – 2.88г/см³, кальцит – 2.71г/см³. Наибольшее количество определений находится в диапазоне $\delta_{\rm M} = 2,6 \div 2,7$ г/см³. Для расчётов принимаем $\delta_{\rm M} = 2,65$. В проницаемых породах величина $\delta_{\rm ж}$ в зоне исследований ГГК-П определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости и принята равной 1,0 г/см³ для $\rho_{\rm c} > 0,2$ Ом*м. [6]

При определении пористости в нефтяных коллекторах, так же остаточную нефтенасыщенность. Для учитывалась поправка за интервалов полученный коэффициент пористости нефтенасыщенных умножался Для на 0,95. газонасыщенных интервалов полученный коэффициент пористости умножался на 0,8. [8]

Вариации связаны с нестабильным содержанием в твёрдой фазе пород таких минералов как: кварц – 2.65г/см³, полевые шпаты 2,56 ÷ 2,62г/см³, каолинит – 2.64г/см³, гидрослюда – 2.72г/см³, хлорит – 2.88г/см³, кальцит – 2.71г/см³. Наибольшее количество определений находится в диапазоне $\delta_{\rm M} = 2,6 \div 2,7$ г/см³. Для расчётов принимаем $\delta_{\rm M} = 2,65$. В проницаемых породах величина $\delta_{\rm ж}$ в зоне исследований ГГК-П определяется плотностью фильтрата промывочной жидкости и принята равной 1,0 г/см³ для $\rho_{\rm c} > 0,2$ Ом*м.

При определении пористости в нефтяных коллекторах, так же нефтенасыщенность. учитывалась поправка за остаточную Для пористости нефтенасыщенных интервалов полученный коэффициент умножался на 0,95. Для газонасыщенных интервалов полученный коэффициент пористости умножался на 0,8. [8]

Нейтронный каротаж. Методика определения водородосодержания коллекторов по данным нейтронного каротажа основывается на использовании опорных пластов с известным водородосодержанием. Оценка водородосодержания проводится по индивидуальным зависимостям $J_{H\Gamma K} = f$ (lg ω_{Σ}), построенным для каждой скважины в соответствии с параметрами опорных пластов.

В качестве опорных значений выбирались показания НГК в размытых глинах (каверне) и плотном пласте, во всём интервале обработки.

Значение водородосодержания в известняке принято равным 2-3%. Значение водородосодержания опорных глин принималось равным 40-50%, в зависимости от размера каверны [9].

Водородосодержание коллектора (ω_{Σ}) рассчитывается на основе использования соотношения:

$$\omega_{\Sigma} = K_{\Pi} + K_{\Gamma\Pi}^{*} \omega_{\Gamma\Pi}^{\kappa p}, \quad K_{\Pi} = \omega_{\Sigma} - K_{\Gamma\Pi}^{*} \omega_{\Gamma\Pi}^{\kappa p}$$
(5)

где К_п – общая пористость коллектора, д.е.;

К_{гл} – объемная глинистость, д.е.;

 $ω_{rn}^{kp}$ – содержание кристаллизационной воды в глинистом материале, д.е. Величина $ω_{rn}^{kp}$ принята равной 0.3 [6].

Располагая показаниями НГК в опорных пластах и значениями их водородосодержания, можно представить связь между ω_{Σ} и $J_{H\Gamma K}$ в общем виде:

$$lg \omega_{\Sigma} = lg \omega_{\Sigma.\pi\pi} - \left[\left(J_{\pi\pi} - J_i \right) / \left(J_{\pi\pi} - J_{r\pi} \right) \right] * \left(lg \omega_{\Sigma.\pi\pi} - lg \omega_{\Sigma.r\pi} \right)$$
(6)

где $\omega_{\Sigma.пл}$ и $\omega_{\Sigma.пл}$ – водородосодержание плотных пластов и опорных глин, д.е.; $J_{nл}$, J_{i} – показания НГК в опорных и исследуемых пластах.

Переход от водородосодержания коллекторов к их пористости связан с учетом глинистости и литологии. Окончательное уравнение определения K_{π} по НГК имеет следующий вид:

$$1 K_{\pi} = \omega_{\Sigma} - \omega_{\Gamma\pi}^{\kappa p} * K_{\Gamma\pi}.$$
⁽⁷⁾

Принятая пористость для расчёта Кнг принималась по ГГКп. В тех скважинах, где ГГКп был не проведён, пористость принималась по НГК.

5.5.3 Определение коэффициента проницаемости породколлекторов

Для определения коэффициента проницаемости по данным ГИС используются эмпирические связи между геофизическими характеристиками и проницаемостью, определенной, как правило, по керну.

Для гранулярных чистых, и слабоглинистых коллекторов существует зависимость между параметрами K_{np} , K_n . На рис.3.4 (в), 3.5 (в) приведены графики сопоставления $K_{np} = f(K_n)$ для отложений нижнего мела и юры.

В данной работе К_{пр} рассчитывался по связи К_{пр}= f(K_n), которая имеет вид для отложений юры и нижнего мела:

$$K_{\pi\pi} = 0.000015 e^{51.496K\pi} (R = 0.78)$$
 (8)

Следует отметить, что полученные значения K_{np} носят статистический характер. Как видно из рисунка 4.5.3.1 точки на поле сопоставления значений K_{np} и K_n расположены со значительным разбросом. Поэтому действительные значения K_{np} , K_{np}^{rp} могут отличаться от осредненных.



Рисунок 5.5.3.1 – Зависимость проницаемости от пористости пород. Месторождение Северные Бузачи

Однако вследствие статистического характера связей Knp=f(Kn) погрешности разнонаправлены и в существенной степени уравновешивают друг друга. Так же можно сказать, что проницаемость в значительной степени зависит от неравномерности сечения поровых каналов и в меньшей степени от K_n .

5.5.4 Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Коэффициенты нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов месторождения Северные Бузачи определялись из соотношения $K_{\rm H}$ =1- $K_{\rm B}$ с использованием петрофизических зависимостей $P_{\rm H}$ = f($K_{\rm H}$) и $P_{\rm H}$ = f($K_{\rm B}$). Эти зависимости были получены по данным анализов керна из скважин NB3, NB711, NB1034, NB1064 и имеют вид:

Для отложений нижнего мела и юры:

$$P_{\pi} = 1.0026 * K_{\pi}^{-1.88} (R = 0.99)$$
(9)

$$P_{\rm H} = 1.00 * K_{\rm B}^{-1.845} \,({\rm R} = 0.98) \tag{10}$$

Удельные электрические сопротивления продуктивных коллекторов изучаемых терригенных отложений оценивались по изорезистивной методике по данным ИК и БК.

Rв - сопротивление пластовой воды рассчитано по соответствующей палетке с использованием данных о минерализации и температуре.

6 Сейсмогеологическая модель месторождения

6.1 Структурно-тектоническое строение месторождения по реперным границам раздела

В результате проведения геологической интерпретации сейсморазведоч -ных данных и их привязки к скважинной информации, получены структурные карты по 6-ти реперным отражающим горизонтам.

Основной геологический результат этих построений таков.

Доюрский комплекс. С очень высокой степенью вероятности показано (рисунок 5.1), что месторождение расположено над шовной зоной, разделяющей две надпорядковые структуры – южную часть Восточно-Европейской платформы (южный борт Прикаспийской впадины) и центральную часть Скифско-Туранской плиты (северо-восточная часть Западно-Туранской зоны развития триасовых грабенов). Сочленение этих элементов происходит по Южно-Эмбенскому сдвигу, который фиксируется на отчётной площади по особенностям волновой картины на уровне доюрских отложений. Этот сдвиг делит площадь отчётных работ (и, соответственно, лицензионную территорию) на две части - северную и южную.

собой Доюрский комплекс представляет сложно построенную надвигово-сдвиговую систему с большим числом разнообразных нарушений, что находит подтверждение и в кубе сейсморазведочной информации, и в Причём, скважинах, вскрывших триасовые отложения. степень деформированности северной и южной частей значительно отличаются друг от друга. По мнению авторов, гораздо большая деформированность южной части (триасовые грабены Скифско-Туранской плиты), свидетельствует о том, что именно эти образования надвинуты на пассивную окраину Восточно-Европейской платформы (северная, менее дислоцированная часть площади работ, предположительно докунгурского возраста).

Платформенный плащеобразно чехол, перекрывающий разновозрастной доюрский комплекс, явным образом по степени дислоцированности делится на среднеюрскую дислоцированную И нижнемеловую удовлетворительно выдержанную площади ПО месторождения слоистую толщу.

В основании платформенного чехла фиксируется отражающий горизонт «V», маркирующий кровлю доюрского комплекса. Блочное строение доюрского комплекса оказало в последующем влияние на строение месторождения по более молодым, перекрывающим отложениям.

В кровле среднеюрской толщи фиксируется региональное несогласие, которое маркируется отражающим горизонтом «Ш». Внутри этой слоистой, но достаточно сложно построенной толщи, фиксируются стратиграфические несогласия, тектонические блоки разных размеров, многочисленные литологические неоднородности, структуры облекания над эрозионными

останцами доюрского возраста и т. д. Для обоснования геологической модели этой части осадочного чехла выполнена детальная совместная корреляция данных сейсморазведки и бурения. Именно это позволило отождествить в межскважинном пространстве отложения «поддельтового», «дельтового» и «наддельтового» комплексов и определить их пространственное положение с учётом их развития и преднеокомского срезания, которое и фиксируется положением в разрезе «*III*» отражающего горизонта. В связи с тем, что среднеюрская толща содержит основные запасы нефти всего месторождения, задаче детализации строения этой толщи было уделено большое внимание. Сделанное предположение о том, что среднеюрская залежь является «водоплавающей» и имеющей единый ВНК в пределах отдельных тектонических блоков, является следствием такой детальности проработки данных сейсморазведки и бурения.

Следующим важным следствием детального изучения месторождения Северные Бузачи, является установление в нижней части неокомских отложений «клиноформенной толщи».

«Клиноформенная толща» сверху ограничена отражающим горизонтом «*Reper D*». Выбор этой границы раздела в качестве реперной обусловлен, в первую очередь, площадным развитием относительно выдержанной глинистой пачки с высокими показателями радиоактивности по гамма-каротажу.

Выделение «клиноформенной толщи» позволило в значительной степени минимизировать «нестыковки», возникающие при увязки данных интерпретации 3D-сейсморазведки и каротажа скважин. Выделение в неокомской секции разреза клиноформенных тел позволило понять, что граница «юра-мел» существенно более сложно устроена и имеет, помимо всего прочего, скользящий возрастной контакт не только снизу (за счёт преднеокомского размыва), но и сверху (за счёт проградационного продвижения береговой линии с востока на запад). Это понимание, в свою очередь, объясняет и то, что акустические свойства «Ш» отражающего горизонта столь изменчивы по латерали.

Послойный анализ верхней части неокома в интервале от отражающего горизонта «*Reper D*» до отражающего горизонта «*TopNeoA*», с одной стороны, сделан наиболее детально, но с другой стороны, показал, что здесь есть ещё место для дальнейшей детализации. Это, однако, не означает, что работа не завершена. Вопрос в другом – дальнейшая детализация ограничена разрешённостью данных сейсморазведки и практической полной разбуренностью большей части лицензионной площади. Таким образом, это - вопрос целесообразности дальнейшей детальности расчленения этой части продуктивной толщи.

Главный вывод, который следует из рассмотрения результатов структурных построений по отражающему горизонту *«TopNeoA»*, это – плоскопараллельное строение верхненеокомской части разреза ввиду выдержанности его мощности. Внутренняя изменчивость строения

комплекса в значительной степени определяется процессами локальной эрозии и аккумуляции в условиях мелководности и трансгрессинорегрессивными циклами его формирования. А вот поведение отражающего горизонта «*TopNeoA*» и его акустические характеристики свидетельствуют о том, что граница раздела «неоком-апт» уверенный репер и по сейсморазведке, и по каротажным данным.

Следующие два реперных отражающих горизонта «TopApt1» и «TopApt2», приуроченные к аптским отложениям нижнего мела, с одной стороны, позволили детально откартировать основные особенности строения «пластов-покрышек» месторождения, а с другой стороны, максимально точно изучить площадное развитие «газовых шапок» с целью учёта их влияния на времена регистрации отражённых волн. Именно этот фактор позволил минимизировать влияние скоростных неоднородностей над основной частью месторождения, и для перехода к глубинному кубу, получить куб интервальных скоростей с зонами их пониженных значений.

6.2 Строение площади по среднеюрскому комплексу

Среднеюрская толща заключена между двумя поверхностями несогласия, которые характеризуют ее подошву (ОГ V) и кровлю (ОГ III). Внутреннее строение толщи характеризуется развитием в пределах площади трех сейсмостратиграфических комплексов (поддельтового, дельтового и наддельтового), некомформных по отношению как к подошве, так и, в еще большей степени, к кровле. Во время преднеокомского перерыва в осадконакоплении верхняя часть среднеюрских отложений была уничтожена размывом. В результате этого под поверхность несогласия на разных участках площади выходят разновозрастные отложения.

На приведенных рисунках 6.2.1 – 6.2.2 представлены сейсмогеологические разрезы, а также схема межскважинной корреляции среднеюрских отложений, иллюстрирующие внутреннее строение среднеюрской толщи.

В пределах площади выявлено большое количество разнообразных, как по форме, так и по масштабам тектонических нарушений. Тектонические нарушения фиксируются в сейсмическом разрезе сменой интенсивности осей синфазности по латерали и смещениями осей синфазности по вертикали. В преднеокомское время вся исследуемая площадь была вовлечена в широкомасштабную регрессию. Часть отложений юры оказалась в это время размыта. На рисунке 6.2.3 представлена схематическая палеогеологическая карта на начало неокома, с вынесенными границами выхода каждого комплекса среднеюрской толщи на дневную поверхность.



Рисунок 6.2.1 – Сейсмогеологический разрез по линии А-Б, иллюстрирующий внутреннее строение среднеюрской толщи



Рисунок 6.2.2 – Сейсмогеологический разрез, иллюстрирующий внутреннее строение среднеюрской толщи:

1 – наддельтовый, 2 – дельтовый и 3 – поддельтовый комплексы



Рисунок 6.2.3 – Схематическая палеогеологическая карта на начало неокома

Поддельтовый ССК ограничен снизу поверхностью доюрских образований (ОГ V), а сверху – отражающим горизонтом Base delta. ОГ Тор Sand F подразделяет комплекс на две отличающиеся друг от друга части.

Волновое поле в поддельтовом ССК характеризуется как наличием протяженных низкочастотных отражений высокой интенсивности в основном в нижней части ССК, так и высокочастотной хаотической записью слабоамплитудных отражений в верхней части ССК. В основном граница раздела двух подкомплексов опознается по переходу от группы слабых часто хаотичных амплитуд к сильным и протяженным.

В зонах выступов фундамента отчетливо видно, как оси синфазности, отвечающие отложениям нижней части комплекса, выклиниваются по схеме бокового прилегания на поверхность доюрского основания. Оси синфазности здесь утоняются и перестают прослеживаться в сейсмическом разрезе.

По сравнению с нижним подкомплексом, в верхнем подкомплексе наблюдается чередование низкоамплитудных, часто интерферирующих между собой отражений.

В результате размыва в преднеокомское время, в восточной части площади отложения рассматриваемого комплекса выведены на дневную поверхность (Рисунок 6.2.3).

Дельтовый ССК ограничен в кровле ОГ Тор delta, а в подошве ОГ Base delta.

Дельтовый ССК формировался преимущественно в прибрежноконтинентальных условиях осадконакопления. В целом, граница перехода от прибрежно-морских условий осадконакопления поддельтового комплекса к прибрежно-континентальным условиям формирования дельтового ССК достаточно однозначно определяется по контрастной границе в сейсмической записи. Характер волновой картины внутри этого комплекса позволяет предполагать, что осадконакопление происходило в условиях дельты. (рисунок 6.2.2). В сейсмическом разрезе выделяются разнообразные, как высоко-, так и слабоамплитудные клиноформные отражения с элементами налегания, выклинивания и интерференцией отдельных фаз, что объясняется сложным чередованием латерально невыдержанных, замещающих друг друга литологически обособленных тел. Отложения комплекса тектонически дислоцированы, в преднеокомское время подвергались региональному размыву, в восточной части площади отложения комплекса практически полностью отсутствуют. На рисунке 6.2.3 показаны зоны выхода на дневную поверхность отложений дельтового комплекса на начало неокома и границы его распространения. Вышеупомянутые факторы приводят к пониженной когерентности сейсмической записи в рассматриваемом ССК в целом.

Наддельтовый ССК Комплекс в подошве ограничен ОГ Тор delta, а в кровле реперным ОГ III, приуроченным к поверхности преднеокомского размыва.

Переход от дельтового комплекса к наддельтовому весьма отчетливо опознается по наличию сильной положительной фазы, формирующейся в кровле дельтового комплекса, к которой приурочен ОГ Top delta.

О внутреннем строении наддельтового комплекса сложно судить, так как на площади работ он в основном был размыт в преднеокомское время. На рисунке 6.2.3 показана зона распространения наддельтового комплекса. Сейсмическая запись, в зоне западного грабена, где отложения наддельтового комплекса представлены в достаточно большом объеме, представляет собой набор разных по интенсивности отражений. В основном отражения внутри комплекса взаимнопараллельны и характеризуются хорошей прослеживаемостью.

Поверхность доюрского основания Vхарактеризуется набором высокоамплитудных выступов, имеющих общее субширотное простирание, и представленных антиклиналями с достаточно узкими сводовыми частями (гребнями), от которых отходят отроги в виде структурных носов, осложнённых небольшими по площади куполами. Структурные носы заливообразными прогибами, разделены вдающимися глубоко В Общий диапазон изменения антиклинали. абсолютных значений для рассматриваемой поверхности составляет от -440м до -1000м.

Наиболее приподнятым здесь является центральный субширотный хребет, который контролируется ощей изогипсой -600м. Амплитуда хребта по огибающей изогипсе -600м составляет максимум 160м. Хребет осложнен тремя основными выступами, которые изолируются по замкнутым изогипсам -530м. Центральный и восточный выступ гипсометрически выше западного.

Анализируя структурную поверхность, видно, что доюрский комплекс представляет собой сложно построенную надвигово-сдвиговую систему с большим числом разнообразных нарушений. В центральной части площади фиксируются тектонические нарушения преимущественно северо-западного

и субширотного простирания. Эти нарушения имеют относительно непротяженный характер, в отличии от основного субширотного нарушения, выделяемого на всех отчетных структурных картах как "северный сброс". Это нарушение контролирует северную крутую стенку триасового выступа.

В западной части площади картируются еще два основных протяженных нарушения, контролирующих стенки западного грабена. Гипсометрически наиболее погруженные части поверхности доюрского основания фиксируются в западной и северной частях площади, в зонах западного грабена и северного сброса соответственно. Минимальные абсолютные значения отмечаются в западном грабене и составляют -1000м.

Структурный план кровли пласта ЮЗ.

На формирование геометрии структурной поверхности пласта ЮЗ накладывали отпечаток не только древние процессы складко- и разломообразования, приведшие к формированию блоковой структуры пласта ЮЗ, но и экзогенные процессы – размыва древних отложений, выведенных на дневную поверхность.

Анализируя структурную поверхность и карту мощности пласта ЮЗ, можно сделать следующий вывод: наблюдается унаследованный характер как основных тектонических нарушений, так и основных структурных форм, с той лишь разницей, что в процессе компенсирования депрессионных зон поверхности доюрского основания, произошла нивилировка структурного плана пласта ЮЗ по сравнению с поверхностью доюрского основания.

Мощность отложений пласта ЮЗ, согласно соответствующей карте варьируется от 0 до 140м. В центральной части площади, в пределах субширотного хребта, отложения пласта ЮЗ не зафиксированы, как по сейсмическим данным, так и по данным бурения.

В юго –восточной части площади в пределах центрального и восточного выступа, осложняющего субширотный хребет отложения пласта ЮЗ подвергалить размыву, на что указывает карта мощности между кровлей пласта ЮЗ и кровлей среднеюрской толщи.

Во время формирования рассматриваемого пласта наиболее погруженными являлись северо-западная и южная переклинали центрального поднятия, где фиксируются максимальные мощности пласта порядка 100м.

Характеризуя структурный план кровли пласта ЮЗ, можно выделить центральную приподнятую часть, которая здесь представляет собой слабовсхолмленное плато, осложненное небольшими как по площади, так и по амплитуде локальными поднятиями и структурными носами, которые отвечают положению выступов доюрского основания. Амплитуда этих поднятий составляет в среднем 10-20м. На юго-западе площади фиксируется самостоятельное двукупульное локальное поднятие, с юга и севера ограниченное тектоническими нарушениями. Амплитуда северного купола составляет 40м, а южного 20м по единой замкнутой изогипсе -590м. Несмотря на общую нивилировку структурного плана, по-прежнему, фиксируются погруженные зоны поверхности в северной части площади и в

91

районе западного грабена. В целом абсолютные отметки залегания кровли пласта ЮЗ варьируют от -440м до -940м.

Структурный план кровли пласта Ю2.

Интервал залегания кровли пласта Ю2 составляет от -850м до -450м. Мощность пласта, согласно соответствующей карте, составляет от первых метров в районе древних выступов доюрского основания в юго-восточной части площади, до в среднем 60м по площади. Небольшой диапазон мощностей указывает унаследованный изменения на характер осадконакопления. Вероятно, формирование пласта Ю2 происходило при спокойном тектоническом режиме. Восточная часть площади была подвержена размыву в более позднее время. В структурном плане кровли пласта Ю2 по сравнению с нижележащим можно отметить сохранность всех структурных форм. В центральной части площади отложения пласта Ю2 незначительно, но перекрывают выступы доюрского основания. Здесь фиксируются два гипсометрически приподнятых выступа: западный и центральный, разделенные небольшой седловиной.

Центральный выступ, преимущественно субширотного простирания осложнен многочисленными тектоническими нарушениями. Северный борт выступа ограничен нарушением "северный сброс". В восточной части выступ ограничен зоной размыва. В целом, центральный выступ замыкается по изогипсе -490м и в ее пределах имеет амплитуду максимум 50м. Южное окончание центрального выступа по изогипсе -490м представляет собой структурный нос, в пределах которого фиксируется самостоятельное локальное поднятие небольшой амплитуды (10м) по контролирующей изогипсе -480м.

Западный выступ изометричной формы по контролирующей изогипсе -490м имеет амплитуду 30м. Площадь западного выступа значительно уступает центральному. С севера западный выступ контролируется протяженным субширотным тектоническим нарушением.

На юго-западном окончании площади работ между двумя тектоническими нарушениями продолжает свое существование двукупольное поднятие. По-прежнему, поднятие оконтуривается единой изогипсой, здесь равной абсолютному уровню -550м. Амплитуды северного и южного куполов сохраняют свои значения как и на предыдущем структурном плане и равны, соответственно, 40 и 20м.

Структурный план кровли пласта Ю1.

Унаследованный характер осадконакопления Ю1 пласта характеризуется как незначительным градиентом изменения общей мощности пласта по площади, так и отражением унаследованного характера структурных форм относительно нижележащих пластов. На карте мощности пласта Ю1 отчетливо видно, что меньше осадков откладывалось на югозападе площади, в районе развития двукупольной структуры и на южном окончании площади работ. Восточная часть площади в последующее время была размыта. Таким образом, не меняя принципиально структурных форм и положения, относительно нижележащих пластов, структурный план пласта Ю1 все же претерпел изменения, в основном связанные с общем нивилированием структурной поверхности. В частности, полностью расформировывается юго-западное двукупольное поднятие, а центральный хребет, ранее осложненный двумя выступами, здесь преобретает форму брахиантиклинальной складки субширотного простирания и достаточно большой по площади. При этом общая амплитуда структуры составляет 50 м по оконтуривающей изогипсе -480м. С востока структура ограничена линией размыва, а с севера протяженными субширотными тектоническими нарушениями.

Центральная структура имеет свое продолжение в виде ступени, ограниченной с севера, юга и востока тектоническими нарушениями. По контролирующей изогипсе -520м, ее амплитуда составила 50м.

В целом, абсолютные отметки залегания кровли пласта Ю1, составляют от -760м до -420м.

Структурный план кровли пласта Ю0.

Кровля пласта Ю0 представлена по площади работ лишь частично, что связано с обширным размывом последней. Мощность отложений пласта Ю0 варьирует по площади от 0 до 150м. В среднем мощность составляет 30м.

Абсолютные отметки залегания кровли пласта Ю0 изменяются в пределах от-710 до -430 м. наиболее погружен северный блок ограниченный северным субширотным тектоническим нарушением. В центральной части площади выделяется приподнятая зона, картируемая и на структурном плане кровли пласта Ю1. Эта зона ограничена с севера, юга и востока тектоническими нарушениями, а на западном окончании – границей размыва. Максимальная амплитуда приподнятой зоны составляет 80м по контролирующей изогипсе -500м.

Структурный план кровли среднеюрской толщи (III).

Кровля среднеюрской толщи отождествляется с региональным несогласием, поэтому структурная карта представлена по всей площади работ. В целом структурный план поверхности согласуется с нижележащими. Основной положительный элемент здесь представлен брахиантиклинальной складкой, северное крыло которой контролируется основным субширотным нарушением. Амплитуда положительной структуры по контролирующей Центральная изогипсе -465м составляет порядка 40м. часть брахиантиклинали осложнена двумя локальными вершинами сложной формы, разделенных между собой небольшим перегибом. По-прежнему, северное крыло брахиантиклинали имеет свое продолжение в виде ступени, ограниченной с севера, юга и востока тектоническими нарушениями. Основным отличием от нижележащих структурных планов является уменьшение контрастности всех структурных форм. Западный грабен здесь снивилирован и его положению отвечает граница начала погружения западного крыла центральной структуры. Абсолютные отметки залегания рассматриваемой поверхности составляют от -370м до -710м.

6.3 Строение площади по неокомскому комплексу

6.3.1 Клиноформенный комплекс нижнего неокома

В нижненеокомском клинофоменном комплексе выделенны следующие продуктивные пласты: Д1, Д1-1, Д2, Д3 и Е.

Пласт Е развит в восточной части площади работ. Основной положительный структурный элемент представлен брахиантиклинальной складкой, северное крыло которой контролируется основным нарушением, а на западе она ограничена линией выклинивания пласта Е. Северо-восточная и восточная периклинальная часть складки осложнена серией сколов (или бескорневых сбросов). Они не протяжённые и достаточно крутые. Абсолютные отметки данного структурного плана изменяются от -411 до - 682м. Видимая амплитуда поднятия более 50м.

Пласт ДЗ развит в восточной и центральной частях отчетной площади. выклинивания пласта. Основной западе он ограничен линией Ha положительный структурный элемент представлен брахиантиклинальной складкой, северное крыло которой контролируется основным нарушением. часть брахиантиклинали осложнена Центральная двумя локальными вершинами сложной формы, разделенных между собой небольшим перегибом. Северо-восточная и восточная периклинальная часть складки осложнена серией сколов (или бескорневых сбросов). Диапазон изменения абсолютных значений для пласта ДЗ составляет от -396 до -660м. Абсолютная отметка замкнутого сводового контура -420 метров.

Пласт Д2 развит в западной и центральной частях площади. На востоке он ограничен линией выклинивания пласта. Аналогично с выше описанной поверхностью, основной положительный структурный элемент представлен брахиантиклинальной складкой, северное крыло которой контролируется основным нарушением. Центральная часть брахиантиклинали осложнена двумя локальными вершинами сложной формы, разделенных между собой небольшим перегибом. Северо-восточная и восточная периклинальная часть складки осложнена серией сколов (или бескорневых сбросов). Также серия сколов прослеживается и в северо-западной части площади. Диапазон изменения абсолютных значений для пласта Д2 составляет от -387 до -575м. Абсолютная отметка замкнутого сводового контура -410 метров.

Пласт Д1-1 развит в центральной части площади работ. На востоке и западе он ограничен линией выклинивания пласта. На данном структурном плане прослеживается фрагмент брахиантиклинальной складки, описанной по нижележащим пластам. С севера брахиантиклиналь контролируется основным разломом. Абсолютные отметки колеблются в интервале от -376 до -573м.

Пласт Д1 развит в западной и частично в центральной части площади работ. С востока пласт ограничен линией выклинивания. Основной положительный структурный элемент представлен брахиантиклинальной

складкой, северное крыло которой контролируется основным нарушением. Первая вершина брахиантиклинали осложнена серией сколов. Система сколов прослеживается также в северо-западной части площади. Диапазон изменения абсолютных значений для пласта Д1 составляет от -369 до -544м. Абсолютная отметка замкнутого сводового контура первой вершины составляет -380 метров.

6.3.2 Плоскопараллельный комплекс верхнего неокома

Плоскопараллельный комплекс верхнего неокома включает в себя следующие продуктивные пласты: А, А1, А2, Б, В, Г.

Структурный план верхней части неокомских отложений унаследован от кровли нижележащего клиноформного комплекса, с затуханием амплитуд поднятий снизу-вверх.

Основной положительный структурный элемент на структурных картах данного комплекса, представлен брахиантиклинальной складкой, контролируется которой нарушением. северное крыло основным Центральная часть брахиантиклинали осложнена локальными двумя собой вершинами сложной формы, разделенных между небольшим перегибом. Северо-восточная и восточная периклинальная часть складки осложнена серией сколов (или бескорневых сбросов). Они не протяжённые и достаточно крутые. Две серии сколов прослеживаются также на северозападе и западе изучаемой площади.

Аптский комплекс.

Аптский комплекс снизу ограничен отражающим горизонтом «TopNeoA», являющимся кровлей плоскопараллельного комплекса верхнего неокома. Сверху комплекс ограничен отражающим горизонтом «TopApt2», приуроченным к кровле аптских отложений. В данном комплексе посередине выделен и откоррелирован ОГ «TopApt1».

Как и на вышеописанных структурных планах, на данных картах основным положительным структурным элементом является брахиантиклинальная складка, северное крыло которой контролируется основным нарушением. Северо-восточная и восточная периклинальная часть складки осложнена серией сколов. Две серии сколов прослеживаются также на северо-западе и западе изучаемой площади. Они не протяжённые и достаточно крутые.

Абсолютные отметки изменяются в диапазоне от -194 до -455м (для ОГ TopApt2) и от -260м до -520м (для ОГ TopApt1). Амплитуда поднятия составляет порядка 50 метров.

Альбский клиноформенный комплекс.

Данный комплекс снизу ограничен отражающим горизонтом «TopApt2», приуроченным к кровле аптских отложений. Сверху он ограничен современной дневной поверхностью. По волновой картине видно,

что данный комплекс имеет клиноформное строение, с падением клиноформ с востока на запад.

6.4 Сейсмогеологическая модель строения месторождения

отчетной комплексной В пределах территории В процессе сейсморазведочной геологической интерпретации объединённого куба информации и результатов бурения 693 скважин, с учётом данных по региональной позиции месторождения Северо-Бузачинского поднятия, построена обновлённая сейсмогеологическая модель.

Основные особенности этого варианта строения месторождения можно охарактеризовать 5-ю пунктами.

1. На уровне доюрских отложений месторождение приурочено к Южно-Эмбинскому региональному сдвигу, вдоль которого происходит сочленение южной пассивной окраины Восточно-Европейской платформы и северной части зоны развития триасовых грабенов Скифско-Туранской трактовка позволяет плиты. считать, что именно сдвиговые Такая деформации обусловили существующую систему разломов И ИХ специфическое проявление на каждом структурно-формационном комплексе. Характер деформаций, присущих сдвиговой тектоники, свидетельствует о, том, что при каждой последующей реактивации глубинных разломов, происходит увеличение количества сбросов и взбросов в более поздних отложениях. В пределах изучаемой части Северо-Бузачинского поднятия, последняя реактивация произошла в неоген-четвертичное время. Это очень подтверждается наглядно тем, что самые молодые отложения, сохранившиеся здесь, а это – альб- сеноманская толща – имеют самую разветвлённую сбросо-взбросовую систему. При этом, для юрского и доюрского комплекса, в результате сдвиговых подвижек, происходит перераспределение пространственное взаимного расположения ранее сформированных образование малоамплитудных блоков И разломов. Последние, при условии того, что они могут стать экранирующими, контролируют уровень ВНК между отдельными блоками. Промежуточная неокомская секция разреза претерпевает наименьшее влияние при сдвиговых деформациях. Это так же хорошо проявляется в рисунке системы разломов, соответствующей этой части разреза.

2. Как следствие сдвиговых деформаций и их различного влияния на отдельные части разреза – выявлено, что количество блоков с разными ВНК и положение границ между ними для каждого продуктивного горизонта становится индивидуальным и зависит не только от наличия разломов, но и от условий формирования того или иного пласта –песчаника, т.е. от условий седиментации, эрозии и аккумуляции.

3. Детальный комплексный подход к изучению строения среднеюрского продуктивного интервала выявил, что в пределах отдельных

96

блоков уровень ВНК практический один, а диапазон его изменения, как правило, не более ±2 метра. В отдельных блоках он становится наклонным, что, по-видимому, может быть объяснено гидростатическим давлением обводнённой части пласта.

Результаты анализа границ между блоками с разными уровнями ВНК, дают основание говорить, что для среднеюрской продуктивной толще определяющим с этой позиции является тектонические причины, а роль всех остальных факторов, влияющих на блоковое деление, играет либо совсем незначительную роль, либо вообще не влияет никак. Глинистые прослойки внутри толщи не создают условий, позволяющих разделить залежь по стратиграфическому или формационному признакам.

Кроме этого, существенно уточнены сами границы подсчётных блоков и их количество по среднеюрской продуктивной толще. (Что позволяет оптимизировать размещение эксплуатационных скважин.)

4. Как было указано выше, в данном отчёте впервые в самостоятельный комплекс выделена клиноформенная часть нижней секции неокома. Разумеется, это привело к усложнению модели строения месторождения, но, при этом, позволило не только более детально изучить соответствующий продуктивный интервал (по отчёту по ПЗ 2008года группа пластов Д), а дать геометризацию отдельных его составляющих. В результате этого появилась возможность по отдельности описать пласты Е, ДЗ, Д2, Д1 и Д0, что при возможных уточнениях запасов месторождения, весьма полезно.

5. Для всей неокомской продуктивной толщи определяющим фактором по разграничению блоков с различными уровнями ВНК является не только разрывная тектоника, но и границы литологические. Самоё главное следствие, проистекающие из этого вывода — каждый пласт-песчаник неокомской части имеет сугубо индивидуальный рисунок границ подсчётных блоков, и попытка «вогнать» их в некую единую систему вносит только дополнительные проблемы в создание сети эксплуатационных скважин. Поэтому, авторы настоятельно рекомендуют в процессе дальнейшего эксплуатационного бурения руководствоваться комплектом карт по каждому пласту в том виде, в котором они даны в данном отчёте.

В работе на примере месторождения Северные Бузачи показаны возможности актуализации геологических моделей на основе геофизических измерений.

Приведены данные о геолого-геофизической изученности, геологическом строении, тектонике, полезных ископаемых участка;

Показана высокая эффективность применения сейсморазведки 3D для целей изучения структурно-тектонических особенностей строения как всего разреза от доюрских образований и до апта включительно, так и для создания сейсмогеологической модели, описывающей строение и литологофациальные особенности коллекторов, продуктивных на месторождении Северные Бузачи.

Детальная геологическая интерпретация всей комплексная сейсморазведочной скважинной информации позволила И создать обновлённую сейсмогеологическую модель строения месторождения Северные Бузачи.

Сделан вывод о том, что процесс комплексирования данных ГИС, анализа кернового материала и отбивок по основным структурноформационным границам раздела с данными 3D-сейсморазведки, позволяет геологическую выполнять детальную интерпретацию И получить геологическую информацию современного Выделение уровня. «клиноформенной толщи» позволило В значительной степени минимизировать «нестыковки», возникающие при увязки данных интерпретации 3D-сейсморазведки и каротажа скважин.

АVO-анализ в комплексе с интерпретацией данных ГИС позволил выделить характер флюидонасыщения пластов коллекторов неокомских отложений. Работа выполнена с учётом выделенных тектонических нарушений и деформаций, происходивших от позднетриасового до неогенчетвертичного времени. Произведена градация разрывных нарушений, сформированных в результате крупных сдвиговых деформаций по масштабу их проявления (региональные, внутриблоковые и локальные).

Требуются дополнительные буровые работы с целью доизучения юрских отложений из-за отсутствия достаточной скважинной информации по юрским отложениям, а также сложного геолого-тектонического строения.

A. Б. Уточнение 1 Бакиева модели среднеюрских отложений месторождения Северные Бузачи с целью оптимизации освоения запасов углеводородного сырья. Автореферат на трудноизвлекаемых кандидата геолого-минералогических наук. 2014, соискание степени Москва

2 Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Москва, 2001.

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

4 Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (Год 2000). Издательство «Научный мир». Москва, 2001г.

5 Журнальные статьи, посвященные геологии Бузачинского свода.

6 Даукеев С. Ж., Воцалевский Э. С., В. М. Пилифосов и др. «Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана», Нефть и газ, том III, Алматы, 2002.

7 Попков В. И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // АН СССР. Геотектоника. Изд. Наука. № 4. 1986.

8 Волож Ю.А. Астраханский карбонатный массив: Строение и нефтегазоносность. Москва. Научный мир. 2008.

9 «Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли» Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз». Актау. 2016 г.

10 Калешева Г. Е. Геолого-физическая характеристика месторождения Северные Бузачи // «Молодой ученый» - 2015. - №24. - С. 299-301.

11 Шималин А. В., Григорьянц В.Г. и др. Сейсморазведочным работам в Казахстане 60 лет. Издательство "Дидар лтд.", Алматы. 2009 г.

12 Отчет. Якукин В.И. и др. О результатах сейсморазведочных работ 3 D, обработки и интерпретации сейсмических материалов объединенного куба 3D по площади Северные Бузачи. Москва. 2009 г.