

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

Қожай Ғалымбек Әлібекұлы

Петрофизическое моделирование ниже-среднеюрских отложений
газонефтяного месторождения Каламкас на основе анализа кернов и ГИС

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Специальность 6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

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

УДК 550.83+553.3 (574.31)

На правах рукописи

Қожай Ғалымбек Әлібекұлы

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание академической степени магистра

Название диссертации

Петрофизическое моделирование ниже-
среднеюрских отложений газонефтяного
месторождения Каламкас на основе анализа
кернов и ГИС

Направление подготовки

6М074700 – Геофизические методы поисков
и разведки МПИ

Научный руководитель,
кандидат геолого-
минералогических наук ассоц.
профессор



Шарапатов А. Ш.

«30» июня 2020 г.

Рецензент, кандидат геолого-
минералогических наук,

заместитель директора по науке
Института Сейсмологии МОН РК



Узбеков Н. Б.
2020 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой
Геофизики доктор геолого –
минералогических наук,
профессор



Абетов А.Е.

«30» июня 2020 г.

Нормоконтроль



Алиакбар М. М.

«30» июня 2020 г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К. И. Сатпаева

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

Кафедра Геофизики

6М074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Геофизики, доктор геолого –
минералогических наук,
профессор

 Абетов А. Е.
«30» июня 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Кожай Галымбек Әлібекұлы

Тема магистерской диссертации: Петрофизическое моделирование ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас на основе анализа кернов и ГИС

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

Срок сдачи законченной работы « 2 » июля 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: Петрофизическое моделирование ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас на основе анализа кернов и ГИС

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) Общие и геологические сведения о регионе и изучение месторождении Каламкас
- б) Лабораторные исследования керна
- в) Геофизические исследования скважин

Рекомендуемая основная литература:

1 Б. Б. Хибасов, Н. С. Шиланов (АО "КазНИПИМунайГаз"). Емкостно-фильтрационные свойства сложнопостроенных коллекторов триасового комплекса по данным поисковой скважины № 12 месторождения "Придорожное" «SOCAR Proceedings» («Научные Труды»), НИПИ «Нефтегаз» Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики, On-line ISSN: 2218-8622, Выпуск 3, 2011.

2 Пересчет начальных запасов нефти, свободного газа, газа газовых шапок и растворенного газа по месторождению "Жетыбай" (по состоянию на 01/01/08 г.) //Отчет АО "КазНИПИМунайГаз", 2009.

3 Интерпретация каротажа по новым скважинам //Отчёт АО "КазНИПИМунайГаз", 2010.

4 В. Лысенко, В. Грайфер. Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2005. -607 с.

5 Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело» //Т.Г. Бжицких, С.Ф. Санду, Н.Э. Пулькина. -Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 90 с.

6 Газизов.А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки, Москва, Недра. 2002 г.

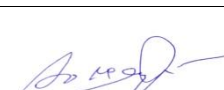
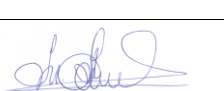
7 У. Шенхей. Описание и моделирование коллекторов [М]. Пекин: Издательство нефтяной промышленности, 2010: 161-169.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Общие и геологические сведения о регионе и изучение месторождения Каламкас	7.12.2020 г.	
Лабораторные исследования керна	26.02.2020 г.	
Геофизические исследования скважин	9.05.2020г.	

Подписи

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

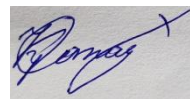
Наименования разделов	Консультанты, И.О. Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие и геологические сведения о регионе и изучение месторождения Каламкас	Шарапатов А.Ш , канд. геолого-минералогических наук ассоц. профессор	02.05.2020	
Лабораторные исследования керна	Шарапатов А.Ш. , канд. геолого-минералогических наук ассоц. профессор	15.05.2020	
Геофизические исследования скважин	Шарапатов А.Ш , канд. геолого-минералогических наук ассоц. профессор	20.05.2020	
Нормоконтролер	М.М. Алиакбар тьютор	01.07.2020	

Научный руководитель



Шарапатов А.Ш

Задание принял к исполнению магистрант



Қожай Ғ.Ә.

Дата

"02" июля 2020 г.

АННОТАЦИЯ

Диссертация, написанная на тему «Петрофизическое моделирование ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас на основе анализа кернов и ГИС», состоит из 3-ёх глав: Общие и геологические сведения о районе и месторождении Каламкас, Параметры пластов разработки по лабораторным данным и петрофизическая (вербальная) модель ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас на основе анализа кернов и ГИС, Результаты применения данных петрофизического моделирования.

Результаты исследований, полученные на основе применения современной измерительной техники и технологии обработки информации позволили получить уточнённые данные петрофизических параметров – вербальную петрофизическую модель ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас.

АҢДАТПА

«Кернді сараптау мен ұңғымаларды геофизикалық зерттеулер негізінде Қаламқас газ-мұнай кенорнының орта-, төмен юра түзілімдерін петрофизикалық модельдеу» тақырыбына жазылған диссертация 3 бөлімнен тұрады: Аудан мен Қаламқас кенорны туралы жалпы және геологиялық ақпарат, Зертханалық мәліметтерге сәйкес қабаттардың петрофизикалық параметрлері, Қаламқас мұнай-газ кенорнының төменгі-ортаңғы юра шөгінділерінің моделі.

Қазіргі өлшеу техникасы мен ақпаратты өңдеу технологиясын қолдану петрофизикалық параметрлерді нақтылауға — Қаламқас газ-мұнай кенорнының орта-, төмен юра түзілімдерінің петрофизикалық моделін жасауға мүмкіндік берді.

ANNOTATION

The dissertation, written on the topic “Petrophysical modeling for the Lower-Middle Jurassic sediments at the Kalamkas gas and oil field based on the core and well logging data analysis”, consists of 3 chapters: General and geological information about the Kalamkas region and field, Parameters of development reservoirs according to laboratory data and petrophysical (verbal) a model of the Lower-Middle Jurassic sediments of the Kalamkas oil and gas field based on the analysis of cores and well logs. Results of applying petrophysical modeling data.

The research results obtained on the basis of the use of modern measuring equipment and information processing technology made it possible to obtain refined data on petrophysical parameters – a verbal petrophysical model of the Lower-Middle Jurassic deposits of the Kalamkas gas and oil field.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
1 Общие и геологические сведения о регионе и месторождении Каламкас	14
1.1 Общие и геологические сведения о регионе	14
1.2 Геолого-структурная характеристика месторождения Каламкас	16
2 Параметры пластов разработки по лабораторным данным и петрофизическая (вербальная) модель ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас на основе анализа кернов и гис	21
2.1 Современные оборудования для определения петрофизических параметров керна материала	21
2.2 Результаты лабораторного изучения керна материала	27
2.3 Методика проведения расчётов и результаты интерпретации каротажных диаграмм на новой петрофизической основе	27
2.4 Петрофизическая (вербальная) модель ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас на основе анализа кернов и ГИС	39
3 Результаты применения данных петрофизического моделирования	44
3.1 Уточнения положений ниже-среднеюрских горизонтов и элементов разрыва	44
3.2 Уточнение параметров нефтегазоносности	50
Заключение	57
Список использованной литературы	58

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования обусловлена тем, что повышение точности определения петрофизических, фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) кернового материала нефтегазовых месторождений, соответствующее обоснование результатов интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) положительно влияют на решение геолого-технологических и промысловых задач с применением геофизической информации.

За долгие годы геологическая модель месторождения Каламкас, получение которой возможно с помощью петро- и геофизических данных, не обновлена. Точность и надежность существующей модели не отвечает требованиям текущей разработки. В настоящее время на месторождении Каламкас применяется построенная в июне 2014 г. геологическая модель, данные собраны по состоянию на декабрь 2013 г., в течение прошедших 4 лет, а именно в 2014-2017 гг. на месторождении Каламкас пробурена 311 новая скважина, при этом проведено детальное геологическое расчленение и описание залежи основных нефтеносных пластов, надо своевременно внести данные об этих одиночных скважинах и результаты исследования в новую геологическую модель и обновлять ее, чтобы более точно и детально описать остаточную нефть и определить направление для оптимального выбора точек новых скважин и регулирования сети нагнетательных и добывающих скважин.

Степень научной (методической, технической) разработанности проблемы. Методические положения при изучении петрофизических свойств горных пород (керна, проб, образцов), вопросы обработки результатов измерительных работ и проведения статистических расчётов с использованием экспериментальных (фактических) данных широко освещены в работах многих исследователей в области геонаук. Они приведены в учебниках и учебных пособиях для образовательных программ вузов. Существуют также методические разработки, отраслевые инструкции/руководства для проведения лабораторных и полевых исследований разрезов, горизонтов нефтегазовых месторождений и использования измерительной техники и оборудования для определений физических параметров пород.

Объект исследования – петрофизические характеристики ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас, разработанная на основе анализа кернов и ГИС.

Предметом исследования являются пути повышения точности определения петрофизических параметров ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас.

Цель и задачи исследования. Целью исследования является разработка петрофизической модели ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас для уточнения их геолого-промысловых параметров.

Достижение поставленной цели потребовало решения следующих задач:

- сбор, анализ и обобщение геолого-геофизических материалов по газонефтяному месторождению Каламкас;
- изучить особенности геологического строения района исследования, стратиграфических комплексов месторождения, распространение тектонического разрешения и блока на месторождении;
- изучить литологический состав ниже-среднеюрских отложений месторождения, основные геологические и геометрические параметры пород, залежей, пластов (эффективные толщины залежей горизонтов, данные по анализу зернистости керн на месторождении и другие);
- изучить технические характеристики современных оборудований для определения петрофизических свойств горных пород, керн, проб;
- провести анализ результатов решения геологических, промысловых задач с помощью интерпретации данных ГИС;
- уточнение параметров газоносных сред за счёт нефтяной залежи в слоистых ненасыщенных пластах несогласия с газовой шапкой и контурной водой.

Теоретико-методологическую основу исследования составили труды отечественных и зарубежных ученых, занимающиеся теоретическими и практическими вопросами определения физических свойств пород, петрофизическим обоснованием интерпретации каротажных диаграмм, техники лабораторного изучения ФЕС пород-коллекторов.

Практическая значимость работы. Отдельные материалы и выводы (рисунки, таблицы и другие) диссертационной работы могут быть использованы в учебном процессе при наглядной демонстрации результатов петрофизических исследований и изучения фильтрационно-ёмкостных свойств керна материала нефтегазовых месторождений.

Апробация работы и использование результатов. Основные положения диссертации докладывались на международный научно-практической конференции «Великие люди Великой степи – Сатпаев К. И.» на тему: «Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК». Мероприятие посвящено 120-летию со дня рождения академика Каныша Имантаевича Сатпаева и 85-летию образования университета и было проведено 11 апреля 2019 года в Казахском национальном исследовательском техническом университете им. К.И. Сатпаева – Satbayev University.

Публикации. По теме исследования опубликована 1 работа, отражающая основные положения исследования: Геофизическая характеристика ВНК, ГНК в терригенных отложениях Северо-Бузачинской структуры, сб. трудов международной научно-практической конференции «Инновационные технологии – ключ к успешному решению фундаментальных и прикладных задач в рудном и нефтегазовом секторах экономики РК», изд-во КазНУ, Алматы, 2019. стр. 559-562.

Структура и содержание работы обусловлены концептуальной идеей, отражают поставленную цель и задачи исследования. Диссертационная работа состоит из введения, 3 глав, заключения, списка использованных источников из 7 наименований. Основной текст работы изложен на 51 страницах, включая 8 таблиц, 37 рисунков.

1 Общие и геологические сведения о районе и месторождении Каламкас

1.1 Общие и геологические сведения о районе изучения

Месторождение Каламкас было обнаружено в январе 1976 г. и является одним из самых больших нефтегазовых бассейнов на территории Казахстана, по административному отношению оно расположено в Мангистауском районе Мангистауской области РК. По географическому положению месторождение Каламкас находится в северной части полуострова Бузачи (рисунок 1).



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ и месторождения Каламкас

По региональной структуре основное месторождение Каламкас расположено в северо-западной части бассейна Устюрт, на поднятии Бузачи и приурочено к месторождению Северные Бузачи. Площадь бассейна Устюрт составляет 370 тыс. км², до настоящего времени в бассейне обнаружено более 20 нефтегазовых месторождений, из которых нефтяные месторождения распространяются преимущественно на полуострове Северные Бузачи западной части бассейна, а газовые месторождения – в восточной части бассейна, по прогнозу нефтегазовые ресурсы составляют 4 млрд. тонн эквивалентного веса. Бассейн Устюрт является бассейном полицикла-кратона/края аккреции континентов, западная часть бассейна поднимается, а восточная часть выражена чередованием поднятия и прогиба, основной разлом и тектонический элемент второго порядка простираются по направлению С-З, крупный региональный разлом Аральское море–Кызылкум пересекает исследуемый район по субмеридиональному направлению, выделено всего 14 тектонических элементов второго порядка (рисунок 2).

На поднятии Бузачи и в окружающих его районах обнаружено много крупных месторождений, в том числе месторождения Каламкас и Северные Бузачи, почти на всех месторождениях выявлены структурные ловушки нефти и газа в коллекторах юрской и меловой систем, характеристики структуры очень явные, все ловушки выражены осложняемыми разрывом линейными антиклиналями по широтному простираению, северное крыло антиклинали самое крутое, а южная часть более плоская. Нефть и газ, может быть, происходят из сланца морской фации средне-верхнего карбона прикаспийского моря, они входят в пласты мезозоя района Бузачи из пластов палеозоя после продольной и боковой миграции.



Рисунок 2 – Распространение региональных структурных элементов в бассейне Устьюрт

1.2 Геолого-структурная характеристика месторождения Каламкас

На основном месторождении Каламкас вскрыты пласты мезозоя и кайнозоя снизу вверх, максимальная толщина пластов составляет 4002 м (скв.К-1), нефтегазоносные коллекторы развиваются преимущественно в пластах нижнемелового отдела и средне-позднего юрского отдела мезозоя (таблица 1).

На месторождении отложения юрской системы выражены преимущественно терригенными породами, которые залегают над породами триасовой системы и покрыты поверхностью несогласия отложений раномелового отдела, толщина пород юрской системы находится в диапазоне 270-460 м. В пластах юрской системы развиваются основные нефтеносные коллекторы и выделены 12 продуктивных пластов, в частности 5 верхних горизонтов (Ю-5С, Ю-4С, Ю-3С, Ю-2С и Ю-1С) подвергается денудации разной степени на возвышенности структуры с связи с поверхностью несогласия.

Таблица 1 – Перечень стратиграфических комплексов на месторождении Каламкас

Группа	Система	Отдел	Ярус	Литологические характеристики	Мощность (m)	Нефтегазовые объекты
Кайнозойская группа	Четвертичная система				20m	
мезозойская группа	Меловая система	Поздний меловой отдел	Turonian Cenomanian	Разрез начинается с фундамента алевролитов, на него лежат отложения глины со прослоями песчаников и алевролитов.	130-220m	
		Ранний меловой отдел	Albian	Неравномерное переслаивание глин и алевролитов, в нижней части разреза глины, в средней и верхней частях алевролиты.	294-350m	
			Aptinian	На днище залегает фундамент алевролитовых песчаников, содержится линза конгломератов и включение рассеянных галек и конгломератов, в верхней части темно-серые и черные глины.	125m	1 2
			Neocomian	Белас-валанжинский ярус представлен неравномерным переслаиванием глин и известняков, представлен преимущественно алевролитами. Пласты готеривского яруса сложные, представлены мелкими океанскими отложениями, и в основном представлены глиной с прослоями алевролитов и серо-зеленых аргиллитов.	155-180m	A B C D E F
				Песчаниковые и алевролитовые породы	5-10m	J
	Юрская система	Поздний юрский отдел	Tithonian Kimmeridge	В нижней части мелкозернистые алевролитовые терригенные породы, в верхней части алевролиты, известняки и доломиты с фауной и микрофауной насекомых.	0-40m	J-5Ck J-5Ct
		Средний юрский отдел	Batsky	Переслаивание сероватых алевролитов с зелеными точками и остатками карбидного растения, мелкозернистые, с прослоями глинистых и карбонатных пород.	0-120m	J-4C J-3C J-2C J-1C
			Bayosky	Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Песчаники серые, мелкозернистые, плотные, алевролиты крупно-мелкозернистые, серые с коричневыми точками, глины пылеватые, серые, с остатками карбидного растения.	105-150m	J-I J-II J-III J-IV J-V
			Aalensky	Неравномерное переслаивание серых и сероватых песчаников, алевролитов, редко прослой серой и темно-серой глины.	60-130m	J-VI J-VII
		Ранний юрский отдел		Мелкозернистые алевролиты, с включением остаток карбидного растения.	20-110m	
	Триасовая система	Средний триасовый отдел		Переслаивание песчаниковых, алевролитовых и глинистых пород, известняки с малой мощностью (3м). Редко отмечается прослой туфов и осадочных пород.	101-317m	
		Ранний триасовый отдел	Индий-онилеккий ярус	Неравномерное переслаивание аргиллитов, песчаников, алевролитов, представлены преимущественно алевролитами и аргиллитами. Породы пестрые, преимущественно красные.	11-95m	

Продуктивный горизонт Ю-5С более особый по петрологически-геофизической характеристике и вещественному составу можно разделять его на две части: отложения терригенного песчаника в нижней части и карбонатные отложения в верхней части. Песчаник мелкозернистый, пылеватый, полимиктовый и с карбонатно-глинистым цементом. Глина выражена гидрослюдой-каолинитом с незначительным смешанным слоистым минеральным включением типа гидрослюды – зеленого каолинита. Карбонатные породы состоят из доломита и мергеля, мощность составляет 0 (кровля структуры) – 40 м (западная периклиналь). Горизонт Ю в донной

части раннего мелового отдела является единственным пластом меловой системы с развитием нефтеносных пластов, мощность которого составляет примерно 4 м, после трансгрессии горизонт Ю залегает над нижележащими осадочными отложениями, по биостратиграфическому исследованию С. В. Смирнова подтвержден он как пласт ранней меловой системы.

На месторождении Каламкас вскрыты пласты мезозоя и кайнозоя снизу-вверх, максимальная толщина составляет 4002 м, разделили пласты юрской системы на 13 песчаных групп в исследуемом районе, а именно: Ю-VII, Ю-VI, Ю-V, Ю-IV, Ю-III, Ю-II, Ю-I, Ю-1С, Ю-2С, Ю-3С, Ю-4С, Ю-5С и Ю. Нефтегазоносные коллекторы развиваются преимущественно в пластах нижнемелового отдела и средне-верхнеюрского отдела.

По структуре месторождение Каламкас выражено линейной антиклиналью по широтному простиранию, длина составляет 27 км, ширина – 7,4 км (рисунок 3), амплитуда примерно 180 м, пласты на северном крыле более крутые, наклон пласта составляет 3-15°, пласты на юго-восточном крыле более плоские, наклон пласта незначительный и составляет 1-2° (рисунок 12. Возвышенность структуры подвергается разной денудации. Структура антиклинали осложняется 21 разрывом, разрывы по широтному простиранию и простиранию север-север-восток преобладают, амплитуда составляет 10-30 м, длина простирания 5-22 км, сверху-вниз количество разрывов постепенно увеличивается. По исследованию предшественников нефтяные залежи песчаника юрской системы сформировались в осадочной среде субфации дельтового фронта, развиваются преимущественно микрофации подводного разветвленного русла и устьевого бара, мелкозернистый песчаник и алевролит преобладают, глинистость высокое (20-35%), коллекторы обладают средне-высокой пористостью и средне-высокой проницаемостью, средняя пористость составляет 28,6%, проницаемость – 357,4мД.

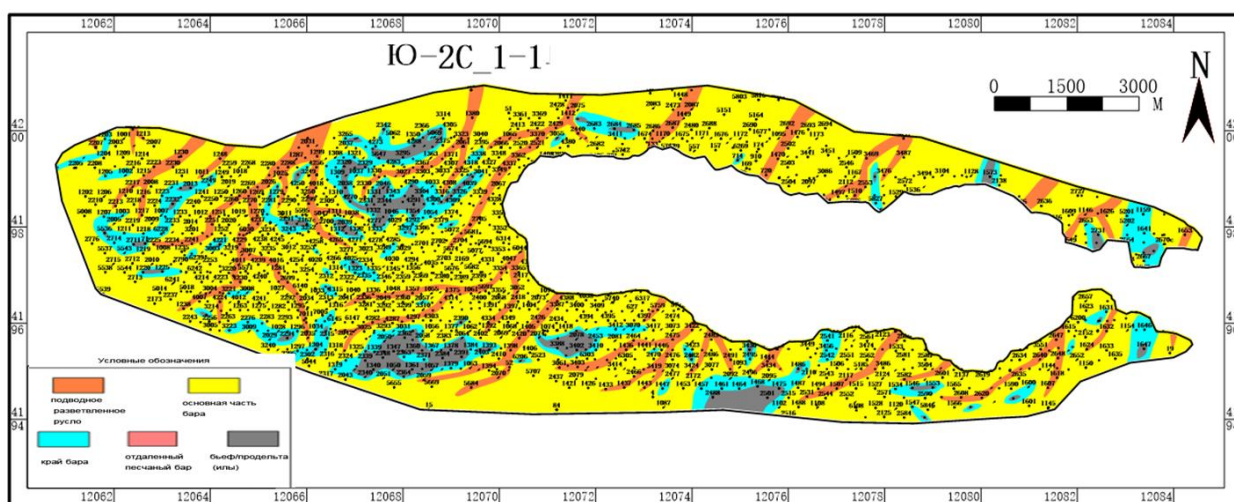


Рисунок 3 – Распространение осадочной микрофации горизонта 1 пласта Ю-2С по горизонтальному направлению на месторождении Каламкас

Целевым горизонтом в исследуемом районе является **нефтяная залежь в слоистых ненасыщенных пластах несогласия с газовой шапкой и контурной водой**, в нефти растворенный газ определенного объема (рисунок 4). Контурная вода распространяется в пониженной части структуры, под нефтяной залежью, а газовая шапка – преимущественно на возвышенности структуры, ближе к району денудации. Плотность нефти на месторождении Каламкас средняя, вязкость высокая, содержание парафина и серы среднее.

В 1977-1979 гг. в целях более детального изучения структуры нефтяной залежи и оценки промышленных запасов нефти и газа пробурены всего 64 скважины. В июне 1979 г. согласно данным об этих разведочных скважинах проведен первый расчет геологических запасов нефти и газа в пластах юрской и меловой систем на месторождении Каламкас, результаты расчёта утверждены ГКЗ СССР.

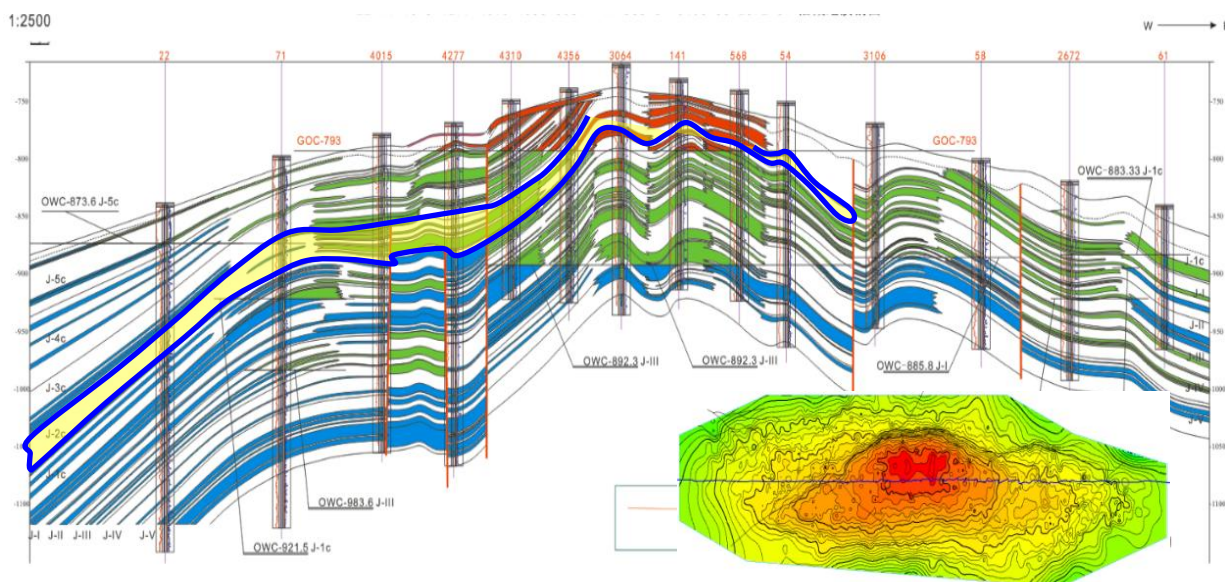


Рисунок 4 – Профиль нефтяной залежи на месторождении Каламкас

В 1987 г. вновь проведено расчленение и наименование пластов средне-верхнеюрского отдела согласно данным о пробуренных 1586 скважинах. Для выделенных 5 новых горизонтов в верхней части определена специфика экранирования и установлено их обозначение как С (J-1С, J-2С, J-3С, J-4С, J-5С), а для других горизонтов юрской системы с целыми пластами в нижней части применено бывшее наименование (J-I, J-II, J-III, J-IV, J-V, J-VI и J-VII). На основе данных об эксплуатации и бурении, так и сейсмических данных успешно уточнен ряд новых разрывов, которые изменяют тектоническое строение месторождения. По новому плану расчленения пластов юрской системы вновь проведен расчет запасов месторождения и результаты предоставлены на утверждение ГКЗ в марте 1988 г.

В 1989-2006 гг. по мере расширения эксплуатационного бурения на месторождении Каламкас общий фонд скважин достиг 2612 шт., запасы нефти тоже менялись, некоторые запасы внесены в промышленные запасы, главное изменение происходит в нефтяных залежах горизонтов J-5C, J-4C, J-3C, J-1C, J-I, J-III и J-IV, запасы увеличились. По вышеуказанному фактору с 2006 г. специалисты из АО «Мангистаумунайгаз», АО «КазНИПИМунайгаз» и консультативной компании “Scotia Group Inc” из города Houston, USA, тесно сотрудничали и провели работы по пересчету и утверждению геологических запасов нефти и запасов газа газовой шапки на месторождении Каламкас, указанные работы выполнены в 2008 г.

2 Параметры пластов разработки по лабораторным данным и петрофизическая (вербальная) модель ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас на основе анализа кернов и гис

2.1 Современные оборудования для определения петрофизических параметров керна

Определение петрофизических параметров керна проводятся в лабораторных условиях. Для этого проводятся подготовка керна к анализу. Далее с помощью современных специальных оборудования определяются значения физических свойств керна, пород: эффективной проницаемость, пористость (открытая, закрытая, эффективная), объем пустотного пространства, гранулометрический состав, удельное электрическое сопротивление, капиллярное давление образцов керна, радиоактивность, коэффициент Пуассона, модуль Юнга, время пробега упругих волн, трехосное сжатие пород и так далее.

Полученные сведения используются в качестве петрофизических основ для интерпретации каротажных диаграмм – результатов скважинных геофизических исследований (ГИС). С применением данных ГИС решаются множество геологических, технологических и промысловых задач на разных этапах изучения нефтегазовых месторождений, горизонтов, пластов.

На примере Филиала ТОО «НИИ ТДБ «КМГ» «КазНИПИМунайгаз» в г. Актау изучение петрофизических, промысловых параметров пород нефтегазовых месторождений проводятся в специализированных лабораториях: *лаборатория стандартного анализа керна* (радиоактивность, эффективная проницаемость, открытая, закрытая, пористость, эффективная, остаточная пористость, размер порового пространства); *лаборатория петрофизических исследований керна* (гранулометрический состав); *лаборатория специальных исследований* (удельное электрическое сопротивление, капиллярное давление образцов керна, определение слоистости (напластование) и наличия трещин и каверн, направления трещин, объема пустотного пространства, объема пустотного пространства коэффициента Пуассона, модуля Юнга, времени пробега упругих волн, трехосного сжатия породы и разрушаемости породы от давления, сжатия порового пространства при снижении пластового давления).

Спектральный гамма-регистратор SPGL-300 позволяет определить естественную радиоактивность керна для привязки керна к разрезу, а также концентрации элементов: калия, урана и тория (рисунок 5).



Рисунок 5 – Спектральный гамма-регистратор SPGL-300

Профильный пермеаметр ГЕОПРОН-ЭКСПРЕСС предназначен для измерения эффективной проницаемости распиленного полноразмерного керна. Газовый пермеаметр ULTRAPOROPERM-500TM предназначен для определения пористости и проницаемости (рисунки 6, 7).

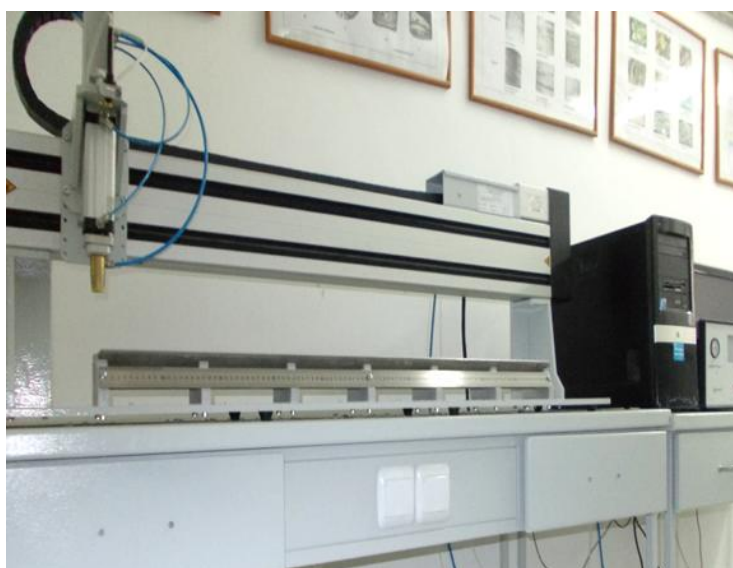


Рисунок 6 – Профильный пермеаметр ГЕОПРОН-ЭКСПРЕСС



Рисунок 7 – Газовый пермеаметр ULTRAPOROPERM-500TM

Прибор Хроматек ПРОТОН-20М (рисунок 8) на основе ядерно-магнитного резонанса позволяет определить открытую пористость, закрытую пористость, эффективную пористость, остаточную, размер порового пространства.



Рисунок 8 – Прибор Хроматек ПРОТОН-20М

Ситовый анализатор Analysette 3, Fritch (рисунок 9) позволяет определить гранулометрический состав пород.



Рисунок 9 – Прибор Хроматек ПРОТОН-20М

Система для измерения удельного электрического сопротивления (ARS-300) и капиллярного давления образцов керна (CPPP-310) позволяет вычислить величины коэффициента увеличения сопротивления, наряду с показателями сцементированности "m" и насыщенности "n" (рисунок 10).



Рисунок 10 – Система ARS-300 и CPPP-310

Автоматический ртутный порозиметр AutoPore V (рисунок 9) выполняет следующие функции: определение величин капиллярного давления, определение объема пустотного пространства.



Рисунок 11 – Автоматический ртутный порозиметр AutoPore V

Оборудование AutoLab 2000 (рисунок 12) предназначен для геомеханического исследования горных пород, в частности для определения коэффициента Пуассона; определения модуля Юнга; определения времени пробега упругих волн; трехосного сжатия породы и определение разрушаемости породы от давления; определения сжатия порового пространства при снижении пластового давления.



Рисунок 12 – Оборудование AutoLab 2000

Оборудование компьютерной томографии (рисунок 13) осуществляет изучение керна, проб для виртуального изображения керна; определения слоистости (напластование) и наличия трещин и каверн, направления трещин, объема пустотного пространства; мониторинга нагнетания флюида; определения интервалов для отбора штуфов; 3D объемного и 3D поверхностного изучения.



Рисунок 13 – Оборудование компьютерной томографии CTSCAN-300

Сканирующий электронный микроскоп FEI Quanta 650 (рисунок 14) предназначен для определения элементного состава пород, структурных

особенностей, структуру пустотного пространства, характера его заполнения, включений и постседиментационных преобразований.



Рисунок 14 – Сканирующий электронный микроскоп FEI Quanta 650

2.2 Результаты лабораторного изучения кернового материала

По скважине XXX месторождения Каламкас стандартные исследования включали определение водо-нефтенасыщенности образцов, минералогической плотности, открытой пористости и проницаемости пород. Выполнено литологическое описание 45-ти выбуренных цилиндрических образцов, предназначенных для проведения стандартных и специальных исследований керна.

Определение коэффициента нефте-, водонасыщенности. Определение коэффициента водонасыщенности проведено прямым дистилляционно-экстракционным методом в аппаратах Дина Старка. Содержащийся в пустотном пространстве породы объём воды определен при экстрагировании образцов, продолжавшимся до момента стабилизации объёма воды в приемной трубке. По окончанию процесса экстрагирования объём извлечённой из образцов воды измерялся в градуированных приемных трубках.

Масса углеводородов, содержащаяся в образце породы, определена по разности масс образца до и после экстрагирования за вычетом массы воды. Расчёт объёма углеводородов, содержащихся в пустотном пространстве, выполнен при плотности дегазированной нефти месторождения Каламкас равной $0,889 \text{ г/см}^3$.

Водонасыщенность и нефтенасыщенность определены по соответствующим объёмам, отнесенным к объёму пор.

Определение минералогической плотности и открытой пористости по гелию. При подготовке к стандартным исследованиям предварительно очищенные и высушенные до постоянного веса образцы взвешивались, измерялась их длина и диаметр.

Для измерения минералогической плотности зёрен, коэффициентов открытой пористости, абсолютной проницаемости пород использовали прибор UltraPoroPerm 500 фирмы Core Laboratories Instruments.

Принцип работы порозиметра основан на использовании закона Бойля-Мариотта. Минералогическая плотность и пористость определялись газоволюметрическим методом с применением гелия. Минералогическая плотность определена исходя из веса образца и замеренного объёма зёрен. Гистограмма распределения плотности зёрен представлена на рисунке 15.

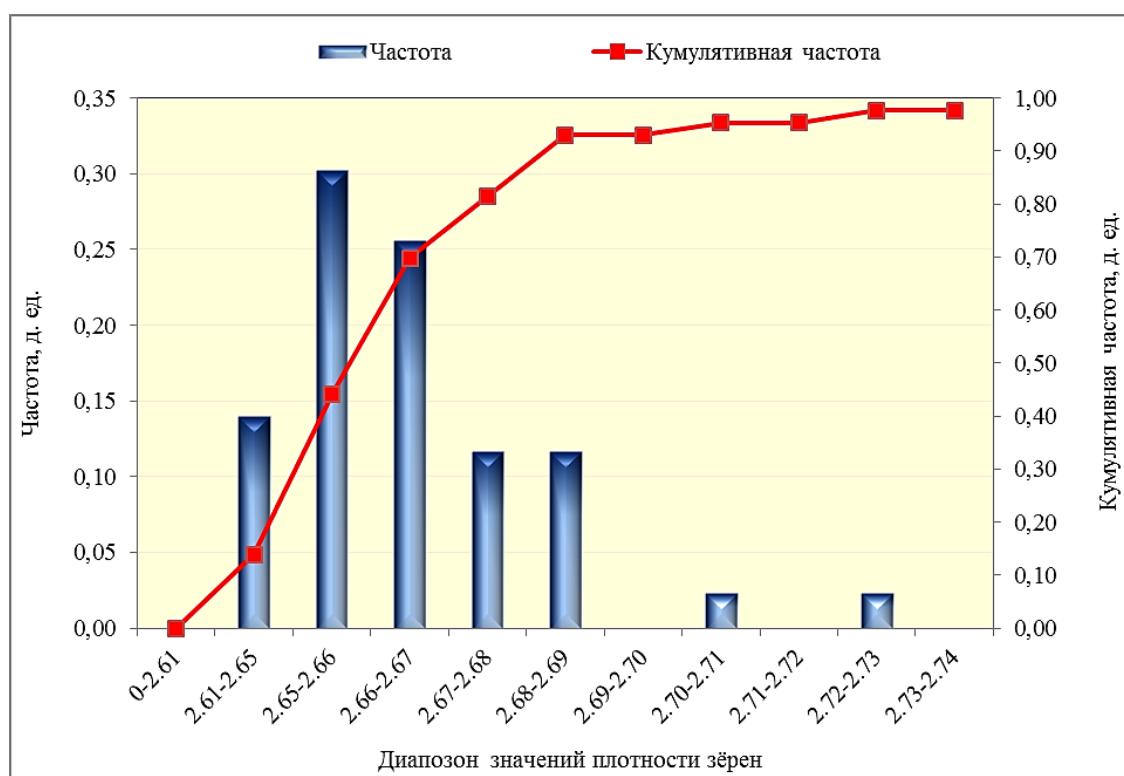


Рисунок 15 – Гистограмма плотности зёрен

Коэффициент пористости рассчитывался программой отношением объёма пор к объёму образца, где объём пор получен из разности объёма образца и объёма зёрен. Гистограмма распределения пористости представлена на рисунке 16.



Рисунок 16 – Гистограмма пористости

Связь «плотность породы от коэффициента пористости» показана на рисунке 17.

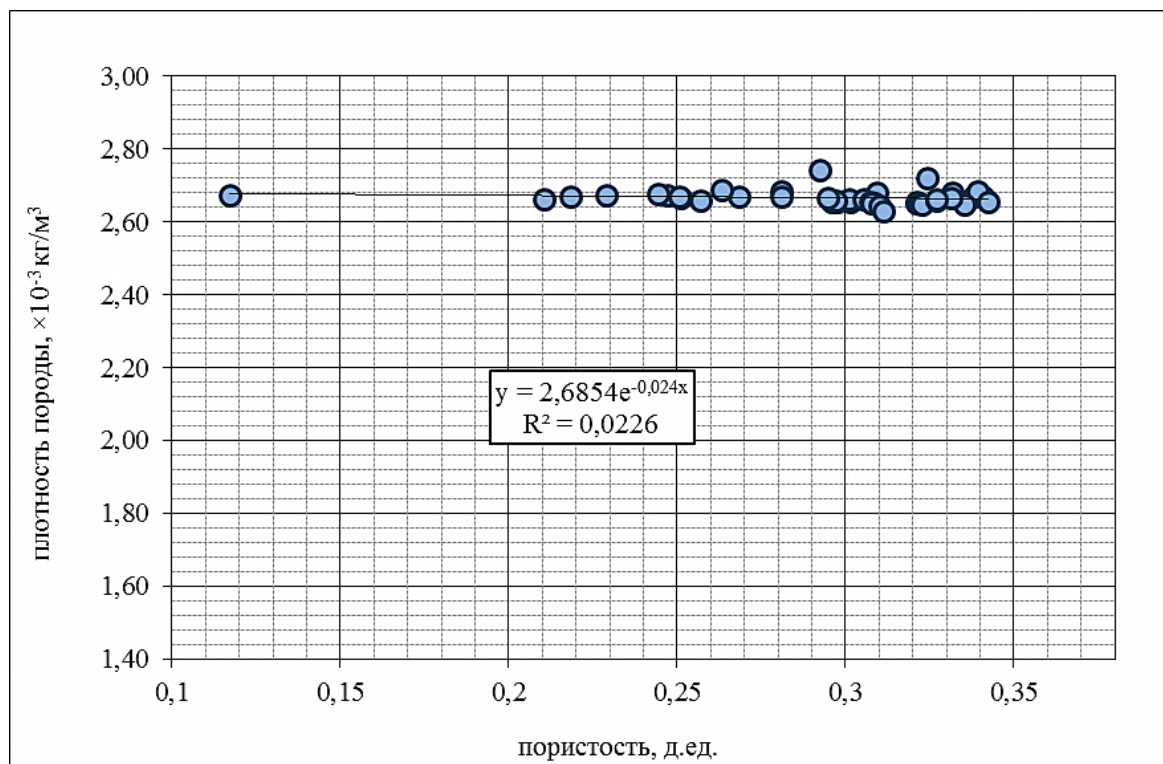


Рисунок 17 – Связь «плотность породы от коэффициента пористости»

Определение абсолютной проницаемости по азоту. Определение абсолютной проницаемости пород проводилось с использованием пермеаметра с применением газа азота. Принцип работы пермеаметра основан на использовании закона Дарси.

На боковую поверхность образца, помещённого в стандартный кернодержатель Хасслера, оказывалось гидростатическое давление 400 psi. При соответствии движения потока воздуха по закону Дарси выполнялся автоматический расчёт абсолютной проницаемости породы.

Все замеры и расчеты произведены в автоматическом режиме.

График зависимости «пористость-проницаемость» представлен на рисунке 18.

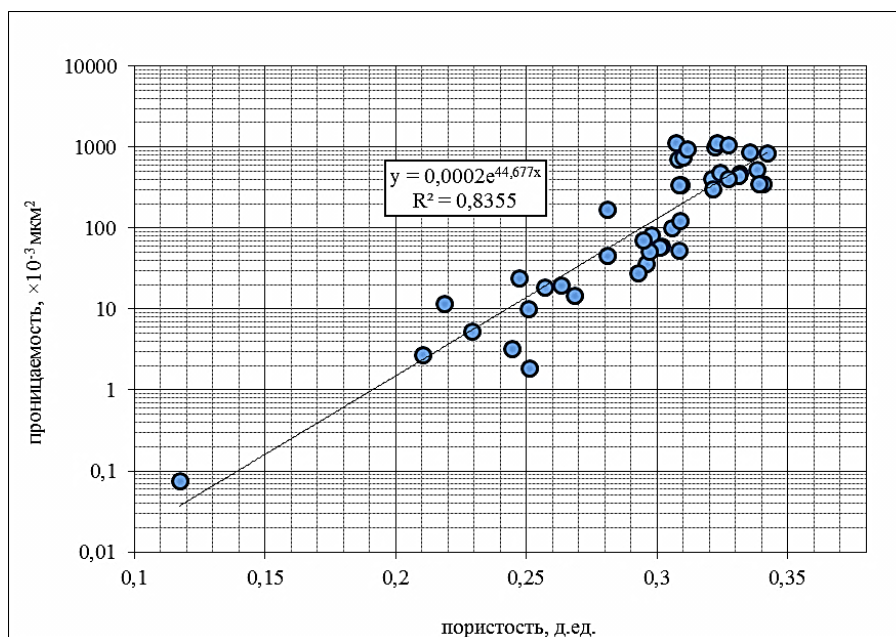


Рисунок 18 – Связь «коэффициент проницаемости от коэффициента пористости»

Согласно данным о ядрах и характеристикам каротажного отражения главные литологические составы целевого горизонта выражены песчаником, глинистым песчаником и известняком (распространяется преимущественно в группе нефтяного горизонта J-5Ск в западной части месторождения), кроме того намечены и тонкие угольные пласты, глинистые прослои и крепкие кольцевые пласты. По анализу зернистости ядра показано, что литологический состав коллекторов на месторождении Каламкас выражен преимущественно осадконакоплением песчаника речной дельты, зернистость песчаника достаточно мелкая, алевролит и мелкозернистый песчаник преобладают, глинистость высокая. Кроме горизонта J-5Ск содержание карбонатных пород низкое, литологический состав коллекторов юрской системы в средне-нижней части относительно крупный, содержание среднезернистого и крупнозернистого песчаника увеличивается, но в целом мелкозернистый и пылеватый песчаник преобладают (таблица 2).

Состав обломочных материалов во всех коллекторах юрской системы достаточно однообразный, содержание кварца составляет 23-42%, содержание полевого шпата 16-36%, содержание обломочных пород 26-61%, последнее часто выражено мелкозернистым кремневым куском и стеклом кислотного вещества, наблюдается раскристаллизация разной степени. Объем обломочных пород в некоторых прослоях резко снижается (до 11-7%) в связи с повышением содержания кварца (до 44%) и полевого шпата (до 46%) и появлением слюды (до 7%) (таблицы 2, 5). Основные цементы поровые и контактно-поровые. В состав цемента входят гидрослюда и каолинит-гидрослюда. В коллекторах J-I – J-VII и J-1C – J-5C компоненты глин различаются. В коллекторах J-I – J-VII каолинит-гидрослюда преобладает (доля смешанного слоистого минерала не превышает 5%), а в коллекторах J-1C – J-5C наблюдается четкое включение хлорита, даже и подобный легко расширяемый смешанный слоистый минерал, например, смектит (занимает 1-5% среди минералов).

Таблица 2 – Данные по анализу зернистости керна на месторождении Каламкас

№	> 1	1.0-0.5	0.5-0.25	0.25-0.1	0.1-0.01	< 0.01	карбонатная порода
J	0.00	0.02	0.10	16.31	38.82	35.09	9.66
J-5Ck	0.00	0.00	0.20	3.00	24.30	9.10	63.40
J-5Ct	0.00	0.00	0.65	16.30	31.40	34.80	16.85
J-4C	0.01	0.02	2.14	25.85	28.14	35.97	7.88
J-3C	0.05	2.54	15.61	30.53	21.99	26.28	3.00
J-2C	0.00	0.01	0.66	26.13	35.81	34.52	2.86
J-1C	0.00	0.02	1.64	30.27	29.43	33.56	5.07
J-I	0.00	0.00	1.53	39.83	22.72	32.11	3.81
J-II	0.01	0.14	6.70	41.19	19.13	25.02	7.81
J-III	0.02	0.12	3.62	35.30	26.46	27.91	6.57
J-IV	0.00	0.19	3.29	25.72	36.17	29.94	4.69
J-V	0.00	0.77	11.92	38.30	12.49	20.78	15.74
J-VI	0.05	4.50	31.04	24.43	9.32	22.32	8.34
J-VII	0.00	0.04	0.78	21.42	30.50	32.58	14.68

В горизонте J-5Ck развиваются порово-трещинные коллекторы, которые выражены мелкозернистым глинистым известняком и доломитом, наблюдаются микротрещины, межкристаллические поры и микрокаверны. Максимальная пора достигает 5,0-8,0 мм (скв. 5570, интервал 795-803м).

Проведены статистика и анализ результатов изучения 1405 эффективных кернов из 74 скважин на месторождении Каламкас. По физическим свойствам преобладают нефтеносные коллекторы со средне-высокой пористостью и средне-высокой проницаемостью, средняя

пористость каждого коллектора составляет 22,2%-29,4%, средняя проницаемость достигает 38,3-1354 мД (таблица 3).

Таблица 3 – Результаты анализа физических свойств керна на месторождении Каламкас

	J	J-5Ck	J-5Ct	J-4C	J-3C	J-2C	J-1C	J-I	J-II	J-III	J-IV	J-V	J-VI	J-VII
Пористость	23.8	22.2	24.8	28.6	29.4	28.6	28.6	28.5	29.2	27.7	28.5	28.9	27.4	26.3
Проницаемость	255.0	58.3	303.0	517.7	1354.7	357.4	393.3	291.9	984.0	270.0	688.4	949.2	58.0	38.3
Число эффективных проб	83	23	37	110	207	177	216	89	123	127	136	41	17	19

По отношению проницаемости и пористости керна показано, что в целом проницаемость увеличивается по мере повышения пористости. Но отношение проницаемости и пористости керна с разным литологическим составом не совсем одинаковое, по мере повышения содержания алевролита, известняка и глин проницаемость явно снижается. Проницаемость известняка горизонта J-5Ck и групп нефтеносных пластов горизонтов J-VI и J-VII относительно низкая, а проницаемость остальных групп нефтеносных пластов более высокая. По исследованию литологического состава, физических свойств, нефтеносности и электрического свойства видно, что на месторождении Каламкас литологический состав коллектора контролирует физические свойства, а именно чем чище песчаник, тем ниже глинистость и известняка и выше пористость и проницаемость; физические свойства определяют нефтеносность коллекторов, а именно чем лучше физические свойства, тем выше нефтенасыщенность, а сопротивление является прямым отражением нефтенасыщенности. Поэтому на данном месторождении литологический состав, физические свойства, нефтеносность и электрическое свойство хорошо соответствуют друг другу.

2.3 Методика проведения расчётов и результаты интерпретации каротажных диаграмм на новой петрофизической основе

По комплексной каротажной оценке скважин с относительно целой каротажной кривой заметили, что эффективная толщина разных коллекторов на данном месторождении более низкая, которая находится в диапазоне 1,95-12,2 м и составляет 7,35 м в среднем (рисунок 19, таблица 4). Эффективная толщина горизонтов J, J-5Ck и J-5Ct в верхней части самая низкая и составляет примерно 2 м в среднем, а толщина горизонтов J-I, J-IV и J-V в средне-нижней части относительно большая и составляет 10-12,2 м в среднем.

Методика выделения коллекторов и оценки их свойств по содержанию охватывает все необходимые расчётные процедуры. Отличием настоящей работы от предыдущих является интерпретация материалов ГИС с

использованием программы «Interactive Petrophysics» по ранее разработанному алгоритму. В работе использованы те же критерии выделения коллекторов, разделения пластов по характеру насыщения, а также граничные значения пористости и нефтенасыщенности.

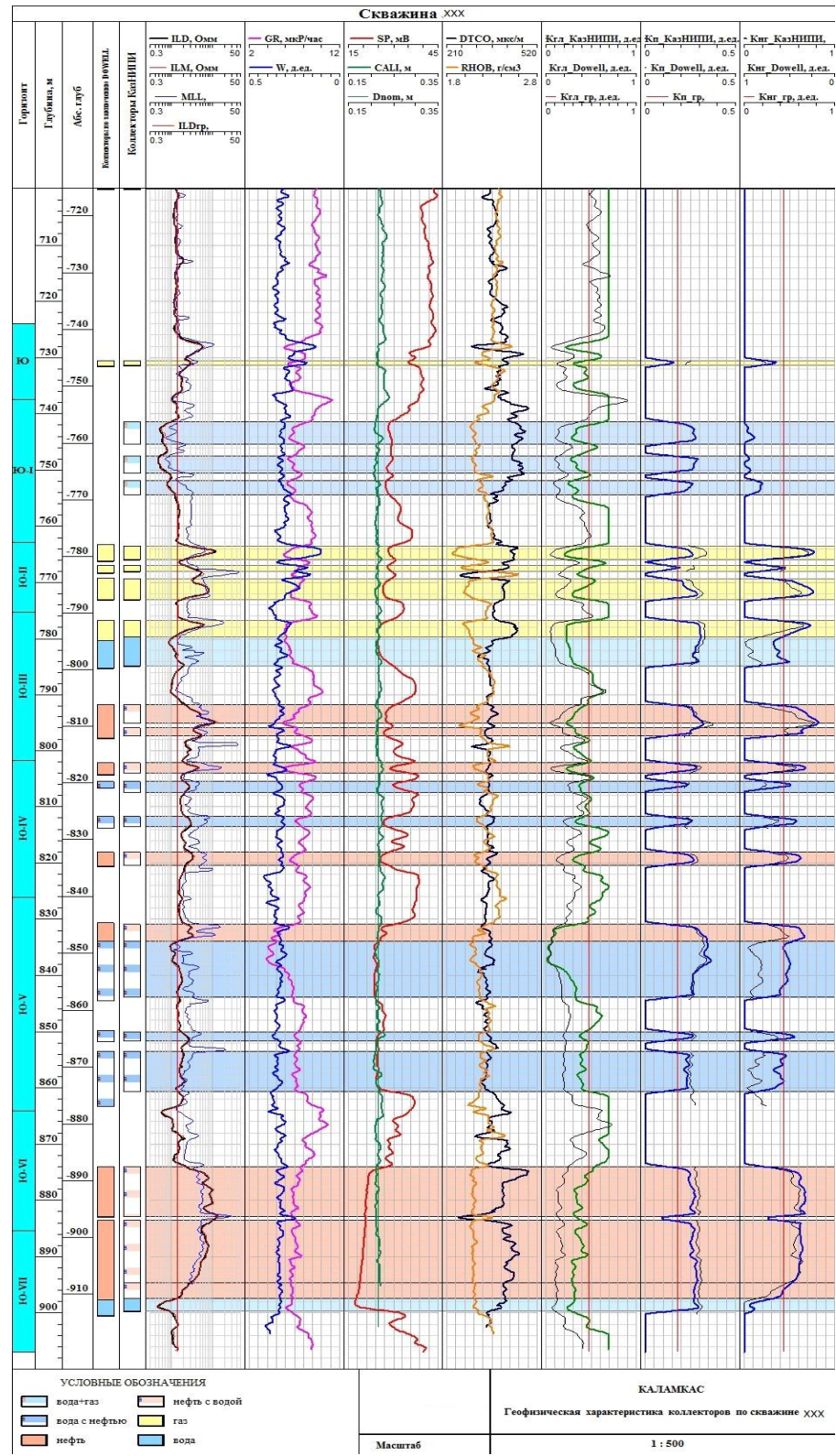


Рисунок 19 – Геофизическая характеристика коллекторов месторождения Каламкас

Выделение коллекторов, определение эффективных толщин и характера насыщения. Разделение разреза на коллекторы и вмещающие породы, и определение эффективной толщины осуществлялось по следующей схеме.

Вначале в разрезе выделяли потенциальные коллекторы на основании следующих признаков: снижение относительно вмещающих глин значений интенсивности естественной радиоактивности и увеличение вторичной гамма-активности; наличие отрицательной относительно вмещающих глин амплитуды ПС; диаметра скважины близкого к номинальному.

При определении эффективных толщин из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои. Используемый комплекс позволяет выделить визуально глинистые прослои толщиной не менее 0,6, редко 0,4 м. Более тонкие прослои и рассеянная глинистость учитывались автоматически при оценке нефтегазонасыщенности – увеличение глинистости ведёт к снижению сопротивления, т.е. уменьшению коэффициента нефтегазонасыщенности.

Наряду с качественными признаками использовались количественные критерии – для пластов с неоднозначными качественными признаками или при отсутствии информативных методов.

Количественные критерии разделения пластов на коллекторы и неколлекторы установлены по результатам испытания пластов, керну, ГИС.

При выделении эффективных толщин, в случаях противоречия между прямыми качественными признаками и количественными критериями, предпочтение отдавалось прямым признакам.

Оценка характера насыщения коллекторов осуществлялась по критическим значениям параметра насыщения (P_n) и коэффициента нефтегазонасыщенности (K_{ng}). Для юрских коллекторов характерна большая зона неоднозначности по УЭС.

Качественным признаком водоносности пластов являлось увеличение проводимости на кривой ИК относительно ближайших глин.

При разделении коллекторов по характеру насыщения с использованием коэффициента увеличения сопротивления P_n : к водоносным отнесены коллекторы с $P_n \leq 3,5$, к нефтеносным – с $P_n \geq 4,5$ и, соответственно, $K_{ng} \geq 0,44$.

Разделение пластов на нефтеносные и газonosные чаще не однозначно. Только в некоторых случаях газонасыщенные пласты выделялись по высоким значениям сопротивления и показаниям нейтронных методов, соизмеримых с уровнем показаний против плотных пород.

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

$$\Delta I\gamma = (I\gamma_{nl} - I\gamma_{\min}) / (I\gamma_{\max} - I\gamma_{\min}), \quad (1)$$

где $I\gamma_{nl}$, $I\gamma_{max}$, $I\gamma_{min}$ - интенсивности гамма-излучения против интерпретируемого пласта и опорных пластов – неглинистого валанжинского песчаника и максимальных устойчивых показаний против аргиллитов изучаемого разреза.

Связь двойного разностного параметра с объёмной глинистостью построена по результатам сопоставления $\Delta I\gamma$ с $K_{эл}$ в интервалах, освещённых керном. Связь характеризуется высоким коэффициентом корреляции 0,83 и описывается выражением:

$$K_{эл} = 0,61 * \Delta I\gamma^{2,1374} \quad (2)$$

При определении глинистости по ПС первоначальный этап интерпретации диаграмм ПС начинался с проведения линии глин. Линия глин проводилась по глинам, разделяющим продуктивные горизонты. Для обеспечения сопоставимости диаграмм ПС по разным скважинам использовалась относительная амплитуда потенциалов собственной поляризации, позволяющая исключить влияние соотношения концентраций ПЖ и пластовых вод:

$$\alpha_{nc} = \frac{\Delta U_{nc}}{\Delta U_{max}} \quad (3)$$

где ΔU_{nc} , ΔU_{max} – амплитуда ПС против интерпретируемого пласта и против пласта с максимальной амплитудой.

Оценка глинистости по ПС осуществлялась с использованием выражения:

$$K_{эл} = -0,7613\alpha_{nc}^3 + 2,1765\alpha_{nc}^2 - 2,1254\alpha_{nc} + 0,8236, \quad (4)$$

полученного при сопоставлении объёмной глинистости $K_{эл}$, определённой по керну, и значениям α_{nc} в интервале отбора керна.

При расчете глинистости по скважинам использовалась связь с тем геофизическим параметром ($\Delta I\gamma$ или α_{nc}), который наиболее верно отражал литологию пласта.

Значения глинистости находится в диапазоне 0,05-0,33 д. ед., что близко с результатами определения объёмной глинистости на керне (0,03-0,33 д.ед.). Единичные значения глинистости по ГИС выше 0,33 д. ед соответствуют пластам с неоднородной характеристикой, у которых эффективная толщина принята равной половине толщине пласта.

Определение коэффициента пористости. Оценка коэффициента пористости выполнена по нейтронному каротажу с учетом глинистости.

Использована связь водородосодержания (W) с двойным разностным параметром НГК ($\Delta In\gamma$).

Определение $\Delta In\gamma$ осуществлялось по формуле:

$$\Delta In\gamma = (In\gamma_{nl} - In\gamma_{min}) / (In\gamma_{max} - In\gamma_{min}), \quad (5)$$

где $In\gamma_{пл}$, $In\gamma_{max}$, $In\gamma_{min}$ - интенсивности вторичного гамма-излучения против интерпретируемого пласта и опорных пластов.

Связь водородосодержания с величиной двойного разностного параметра описывается выражением:

$$W = 10^{(\Delta In\gamma + 0.78)/(-3.135)}, \quad (6)$$

при условии, что водородосодержание валанжинского песчаника равно 27% (первый опорный пласт), размытой глины – 56% (второй опорный пласт).

Коэффициент пористости коллекторов находился как разность между общим водородосодержанием и водородосодержанием глинистого материала:

$$K_n = W - K_{gl} * W_{gl} * 0.09, \quad (7)$$

где W_{gl} - водородосодержание глин,

K_{gl} – объемная глинистость, определяемая по уравнениям (3 и 4).

Достоверность определения пористости удовлетворительная – диапазоны пористости по геофизическим данным и керну согласуются. Сопоставимость значений пористости удовлетворительная, средне-квадратичная погрешность сопоставления равна $\pm\delta=0,003$, коэффициент корреляции $r=0,89$.

Средние значения пористости коллекторов базовых скважин по ГИС изменяются от 0,13 до 0,30 д.ед., а по керну от 0,14 до 0,31 д.ед.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности проведено по петрофизическим зависимостям $P_n = f(K_n)$ и $P_n = f(K_g)$, полученным в лаборатории КазНИПИ.

Коэффициент нефтенасыщенности находился с использованием уравнений связи:

$$K_{ng} = 1 - K_g \quad (8)$$

$$P_n = 1 / K_g^2 \quad (9)$$

Параметр нефтенасыщения P_n рассчитывался как отношение сопротивления пласта к его сопротивлению при 100 % водонасыщенности:

$$P_n = \frac{\rho_n}{\rho_{en}} \quad (10)$$

где ρ_n – УЭС коллектора;

ρ_{en} - УЭС этого же пласта при 100% водонасыщении, рассчитывалось с использованием петрофизической связи

$$P_n = 0,89 / K_n^{2,1} \quad (11),$$

$$\text{где } P_n = \frac{\rho_{en}}{\rho_e} \quad (12)$$

ρ_e – сопротивление пластовой воды, изменяющееся с глубиной от 0,027 до 0,022 Омм.

Используемая методика позволяет определять насыщенность для однородных коллекторов толщиной более 0,8 метров.

Таблица 4 – Результаты интерпретации каротажных диаграмм. Месторождение Каламкас, Скважина XXX

I вариант										II вариант								
Интервал пласта		Горизонт	Нобш, м	Нэфф, м	Рп (ик), Омм	Кп эфф, д.ед	Кгл, д.ед	Кнг, д.ед	Характер ожидаемого притока	Интервал пласта		Нобш, м	Нэфф, м	Рп(ик), Омм	Кп эфф, д.ед	Кгл, д.ед	Кнг, д.ед	Характер ожидаемого притока
Кровля, м	Подошва, м									Кровля, м	Подошва, м							
730,6	731,3	Ю	0,7	0,7	3,0	0,33	0,13	0,29	газ	730,6	731,5	1,0	0,9	2,84	0,23	0,12		газ
741,4	745,4	Ю-1	4,0	4,0	0,6	0,32	0,26	0,07	вода+газ									
747,5	750,5	Ю-1	3,0	3,0	0,5	0,33	0,26	0,04	вода+газ									
751,9	754,4	Ю-1	2,5	2,5	1,0	0,31	0,23	0,17	вода+газ									
763,5	765,9	Ю-2	2,4	2,4	9,2	0,25	0,24	0,72	газ	763,3	766,1	2,8	2,8	6	0,30	0,13		газ
767,0	768,0	Ю-2	1,0	1,0	3,4	0,48	0,17	0,39	газ	767,0	768,3	1,4	1,3	3,67	0,25	0,22		газ
769,3	773,0	Ю-2	3,7	3,7	6,6	0,38	0,24	0,71	газ	769,3	773,1	3,9	3,8	5,45	0,28	0,19		газ
776,8	779,7	Ю-3	2,9	2,9	4,2	0,23	0,29	0,65	газ	776,8	780,3	3,5	3,5	2,88	0,33	0,07		газ
779,7	784,8	Ю-3	5,1	5,1	1,1	0,27	0,28	0,37	вода	780,3	785,2	4,9	4,9	1,32	0,28	0,12		вода
791,7	795,1	Ю-3	3,4	3,4	6,5	0,31	0,27	0,71	нефть+вода	791,7	797,8	6,1	6,1	5,42	0,28	0,19		нефть
796,0	797,4	Ю-3	1,4	1,4	4,6	0,34	0,25	0,64	нефть+вода									
802,2	804,0	Ю-4	1,8	1,8	3,8	0,27	0,27	0,62	нефть+вода	802,2	804,3	2,1	2,0	3,26	0,28	0,14		нефть
805,4	807,5	Ю-4	2,1	2,1	2,7	0,39	0,21	0,45	вода+нефть	805,5	806,7	1,3	1,2	2,61	0,23	0,25		вода с нефтью
811,7	813,6	Ю-4	1,9	1,9	2,9	0,36	0,23	0,52	вода+нефть	811,7	813,9	2,2	2,1	2,85	0,24	0,23		вода с нефтью
818,0	820,4	Ю-4	2,4	2,4	2,9	0,33	0,25	0,57	нефть+вода	818,1	820,6	2,6	2,5	2,99	0,27	0,15		нефть
830,9	833,9	Ю-5	3,0	3,0	3,1	0,08	0,31	0,62	нефть+вода	830,7	834,0	3,3	3,3	2,67	0,28	0,09		нефть
833,9	843,9	Ю-5	10,0	10,0	1,5	0,15	0,30	0,46	вода+нефть	834,0	844,5	10,5	10,4	1,43	0,29	0,11		вода с нефтью
850,0	851,6	Ю-5	1,6	1,6	2,3	0,39	0,24	0,50	вода+нефть	849,8	851,8	2,0	2,0	2,36	0,26	0,20		вода с нефтью
853,5	860,6	Ю-5	7,1	7,1	1,9	0,39	0,22	0,39	вода+нефть	853,5	863,3	9,9	9,8	1,78	0,26	0,22		вода с нефтью
874,0	882,9	Ю-6	8,9	8,9	8,4	0,37	0,25	0,62	нефть+вода	874,1	882,9	8,9	8,8	8	0,29	0,16		нефть
883,5	894,7	Ю-7	11,2	11,2	6,2	0,36	0,26	0,61	нефть+вода	883,5	897,7	14,2	14,1	5,32	0,30	0,14		нефть
894,7	897,4	Ю-7	2,7	2,7	1,9	0,32	0,26	0,43	нефть+вода									
897,4	899,7	Ю-7	2,3	2,3	0,6	0,27	0,27	0,08	вода	897,7	900,5	2,8	2,7	0,75	0,30	0,10		вода

2.4 Петрофизическая (вербальная) модель ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас на основе анализа кернов и ГИС

Разработанная схема распространения толщины коллекторов по горизонтальному направлению согласно новейшим результатам интерпретации каротажных данных показала, что литологический состав оказывает самое большое влияние на горизонты J и J-5Ck на вершине, наблюдается масштабная зона неколлекторов, коллекторы горизонта J развиваются преимущественно в центральной и северной части месторождения, а коллекторы горизонта J-5Ck – в западной части. В связи с поверхностью несогласия наблюдаются районы с отсутствием пластов с горизонта J-5Ck до J-1C на возвышенности структуры, сверху вниз район с отсутствием пластов постепенно сокращается, а на пласты с горизонта J-I до J-VII в нижней части почти не оказывает влияние поверхность денудации, пласты и коллекторы развиваются почти на целом месторождении.

На месторождении Каламкас коллекторы песчаника обладают характеристиками осадконакопления “с крупнозернистого песчаника до мелкозернистого”, по статистике и анализу результатов исследования кернов можно наблюдать более сильную неоднородность внутри коллекторов, внутрипластовая неоднородность горизонтов J-4C и J-2C очень сильная, коэффициент вариации внутри пластов превышает 1, а неоднородность горизонта J на вершине и горизонтов J-VI и J-VII в донной части более слабая и не превышает 0,55; после статистики и анализа результатов интерпретации каротажных данных заметили, что неоднородность каждого коллектора по горизонтальному направлению более сильная, коэффициент вариации по площади почти превышает 0,7 (таблица 5).

Таблица 5 – Толщина коллекторов по интерпретации каротажных данных на месторождении Каламкас

Горизонт	Эффективная мощность коллектора(м)	PHIE (v/v)	PERM (m d)	So (v/v)	Vsh (v/v)
J	1.95	0.255	196.81	0.579	0.197
J-5ck	2.5	0.236	6.62	0.601	0.073
J-5ct	2.2	0.263	273.86	0.613	0.163
J-4c	7.7	0.281	450.44	0.679	0.179
J-3c	7.3	0.274	380.37	0.679	0.189
J-2c	7.1	0.27	338.02	0.645	0.197
J-1c	9.6	0.275	386.79	0.703	0.18
J-I	10	0.273	362.72	0.709	0.176
J-II	5.8	0.271	341.86	0.672	0.183
J-III	9.5	0.273	367.75	0.689	0.186
J-IV	12.1	0.275	380.79	0.722	0.162
J-V	12.2	0.271	337.86	0.715	0.168
J-VI	7.6	0.274	367.89	0.708	0.152
J-VII	7.35	0.296	669.9	0.63	0.118
В среднем	7.35	0.271	347.3	0.667	0.166

PHIE – коэффициент эффективной пористости; PERM – коэффициент проницаемости; So – коэффициент остаточной водонасыщенности; Vsh – коэффициент глинистости.

На рисунке 20 представлены результаты интерпретации каротажных данных: пористость, проницаемость, глинистость, нефтенасыщенность.

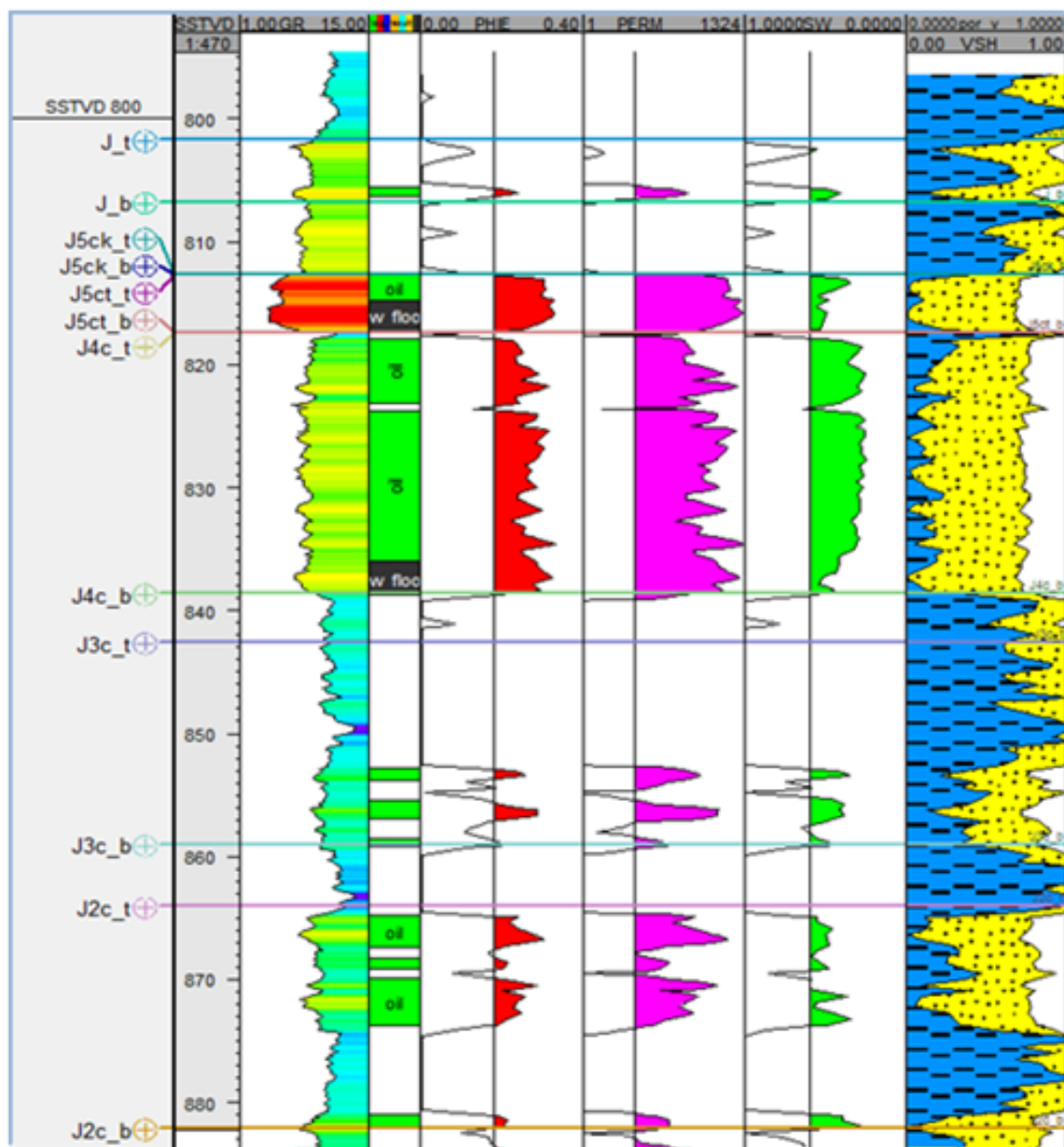


Рисунок 20 – Результаты интерпретации каротажных данных: пористость, проницаемость, глинистость, нефтенасыщенность

Таблица 6 составлена на основании лабораторных и скважинных исследований. Согласно результатам исследования распространения флюидов на данном месторождении установлен 101 контакт газа-нефти-воды по пластам, ВНК по каждому пласту достаточно сложный, намечено 90 ВНК по пластам и тектоническим блокам, а ГНК относительно простой, глубина

залегания составляет примерно -793 м, эти результаты применены для контроля распространения газа-нефти-воды и расчета запасов по пластам.

Таблица 6 – Контакты флюидов на месторождении Каламкас

Нефтегазоносная залежь	Глубина заглабления, м	ВНК (разных блоков)	ГНК	Количество контактов
J	725	V-IVa-IVb-807 IVc-830 VIa-VIb-835.5 IIIa-VII-841 IIIb-IIIc-IIIId-844 I-II-849	-793	7
J-5C	790	I-Ia-Ib-Ic-IIa-IIb-IIc-898 IIId-IIIId Юг--873.5 IIIb-IIIc-IIIId Север-882 IIIa-857 V-850 IV-VI-847	-793	7
J-4C	780	VIa-878 V-IVa-IVb-861 IIId-IIIId Юг-875 Ic-IIc-IIb-IIa-897 I-903 Ia-Ib-886 IIIIdСевер-IIIc-IIIb-IIIa-886	-793	8
J-3C	765	VIa-IVa-V-864 IIIId Юг-IIId-873.5 IIIabcd Север-Ic-887 I-917 Ia-905 Ib-891 IIab-874.5	-793	10
		VII -881	-849	
J-2C	755	VIa-VIb-875 IVb-IVa-870 IVc-861 V-868 IIIId-IIIc-IIIb-878 IIIa-884 VII-887 I-936 Ia-W Ib-921 IIab-Ic-907	-793	11
J-1C	743	VII-IVc-VIb-887 VIa-876 IVa-IVb-871 V-866 IIIId-895 IIIc-885 IIIb-881 IIIa-890	-793	12
		IIab-931 Ib-922 Ic-916.5		
J-I	725	VIb(12)-885 VIb(34)-902 VIa-875 IVc-888 IVb-873 Iva Юг-873 Iva Север-885 IIIId-919 IIIc-910 IIIb-880 IIIa-893 IIab-943	-793	15
		V-869	-845	
J-II	758	VIb-915 IVb-877 IVc-886 Iva Юг-877 Iva Север-888 V-872 IIa-964 IIb-975	-793	9
J-III	784	VIb(F6 Запад)-935 IVbc-882 IVa-885 V Восток-905 V Запад-913 IIIIdc-981 IIab-1007 IIId-1013	-793	9
J-IV	802	IVa-890 IVb-880 IVc-890 V-914 IIIc-980 IIIId-983 IIa-1012 IIb-1020		8
J-V	841	IVa--890 IIa-1040		2
J-VI	879	Iva Запад-890 Iva Восток-892		2
J-VII	890	IVa-913		1
Итого		90	11	101

В исследуемом районе развиваются три основного маркирующего горизонта и два вспомогательного (рисунок 21), которые стабильно развиваются в целом районе и обладают яркими характеристиками. Три основного маркирующего горизонта для корреляции пластов:

1. Большая глинистая толща в нижней части пластов меловой системы: толщина стабильно составляет примерно 33 м, можно рассматривать их как важный маркирующий горизонт для идентификации горизонта Ю и кровли юрской системы на целом месторождении.

2. Горизонт Ю-5Ск в верхней части пластов юрской системы:

единственный нефтегазоносный коллектор известняка, его электрические свойства яркие, можно проводить сопоставление его с другими коллекторами песчаника на месторождении Каламкас, наблюдается явное различие в каротажной кривой, значение ГК аномально низкое, можно рассматривать его как важный маркирующий горизонт для идентификации поясничной части и нижней части структуры.

3. Горизонт Ю- I в средне-нижней части юрской системы: пласт более толстый, толщина составляет примерно 32 м в среднем, пласт обычно состоит из 3-4 маленьких песчаных тел, характеристика яркие, можно рассматривать его как важный маркирующий горизонт для руководства корреляции пластов в зоне денудации на структурной возвышенности.

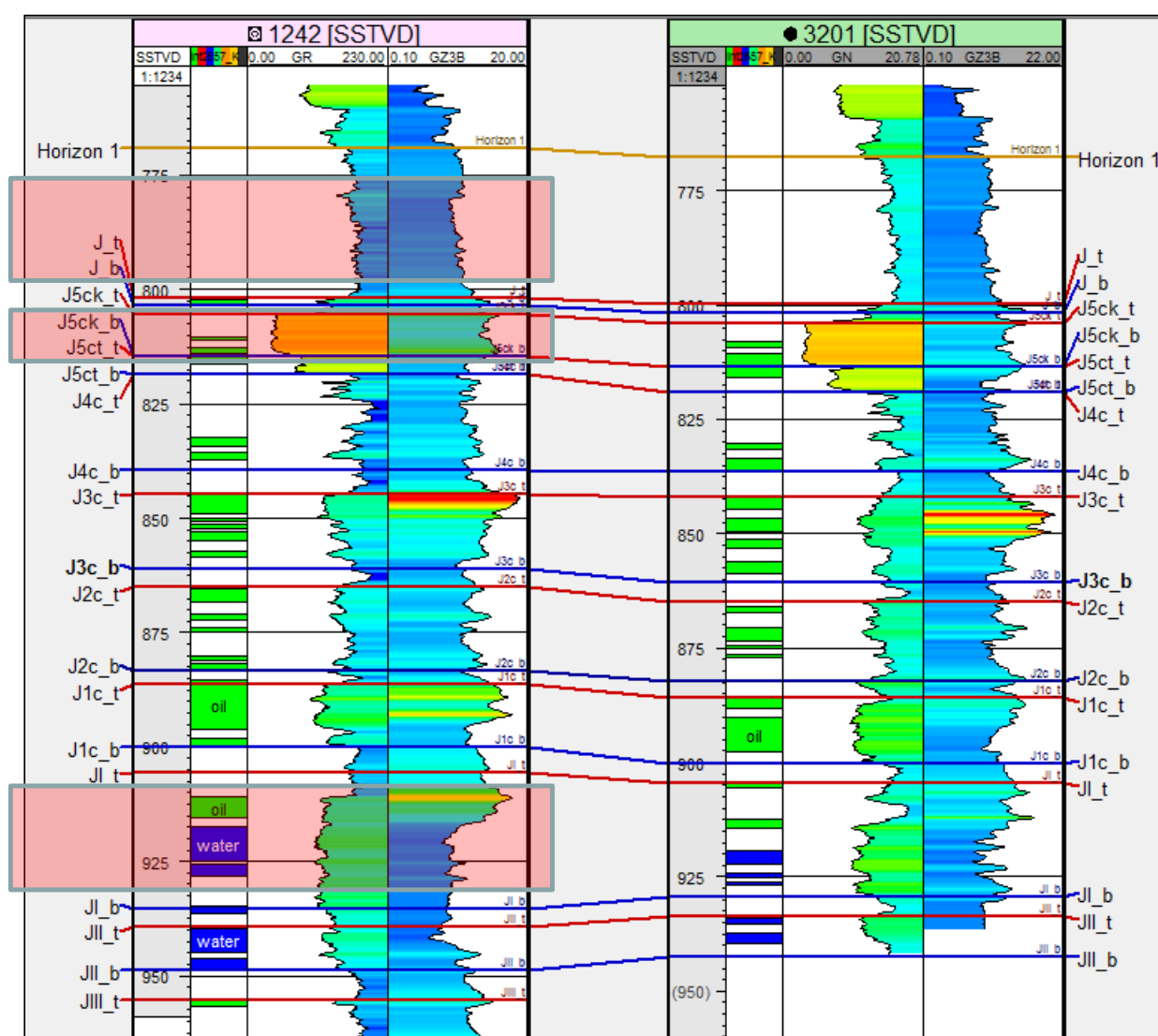


Рисунок 21 – Маркирующий горизонт для корреляции пластов на месторождении Каламкас

Два вспомогательного маркирующего горизонта:

1. Маркирующий горизонт глинистых пород в донной части пачки

песчаных пластов Ю-3С. Глинистые породы в донной части пачки песчаных пластов Ю-3С являются толстыми стабильными породами морского затопления во время подъема морского уровня и выражены черно-серым, темно-серым цветом. В кривой естественного гамма-каротажа наблюдаются высокое значение, амплитуда большая, ближе к базисной линии глинистых пород, высокое значение в кривой каротажа естественных электрических потенциалов и низкое значение в кривой каротажа сопротивления, это объясняется тем, что поверхность морского затопления стабильная, толщина составляет 2-5м, стабильно распространяется в целом районе.

2. Маркирующий горизонт глинистых пород пачки песчаных пластов Ю-2С. Наблюдаются следующие характеристики в каротажных кривых: высокое значение в кривой естественного гамма-каротажа, высокое значение в кривой каротажа естественных электрических потенциалов и низкое значение сопротивления и маленькая разница по амплитуде, толщина составляет 1-3 м, стабильно распространяется в целом районе.

Внутри пачек песчаных пластов в исследуемом районе широко развиваются более стабильные прослой глинистых пород. После анализа развития прослоев внутри песчаных пластов выделено три изолирующего прослоя согласно степени развития и обобщены характеристики отражения их в каротажной кривой.

а. Прослой внутри песчаного пласта очень развитый, наблюдается яркая инверсия в каротажной кривой;

б. Внутри песчаного пласта песчаные тела более развитые, нет прослоя, наблюдается инверсия в каротажной кривой;

с. Внутри песчаного пласта прослой не развивается, наблюдается незначительная инверсия в каротажной кривой.

Проведена статистика развития указанных трех прослоев внутри горизонтов в исследуемом районе. По результатам статистики показано, что внутри песчаного пласта прослой первого и второго типа преобладают, широко развиваются и обладают определенной толщиной, доля которых превышает 85%, можно проводить дальнейшее детальное расчленение горизонтов. Обычно внутри одной группы песчаного пласта можно дальше выделить 2-4 горизонта.

3 Результаты применения данных петрофизического моделирования

3.1 Уточнения положений ниже-среднеюрских горизонтов, элементов разрыва

С применением новейших результатов детального геологического расчленения проведены проверка и обновление структуры месторождения: месторождение Каламкас является широтной линейной антиклиналью с простиранием $27 \times 7,4$ км, на структурной карте основного горизонта J-I видно, что амплитуда структуры составляет примерно 180 м, на северном крыле пласты более крутые, наклон пластов составляет $3-15^\circ$, а на юго-восточном крыле пласты более плоские, наклон пластов составляет $1-2^\circ$; верхние коллекторы с J-5C до J-1C подвергаются разной денудации на возвышенности структуры (рисунки 22-25).

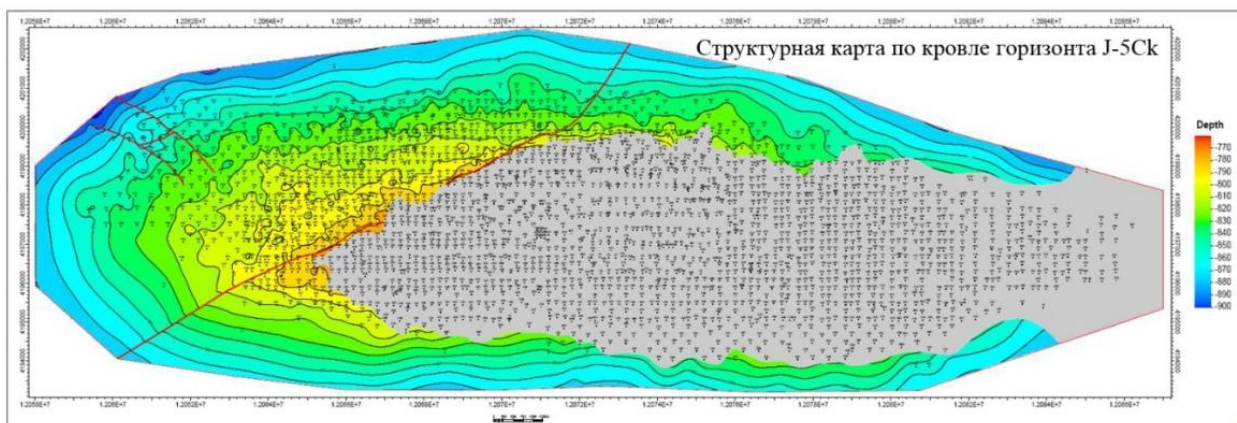


Рисунок 22 – Структурная карта по кровле горизонта J-5Ск юрской системы на месторождении Каламкас

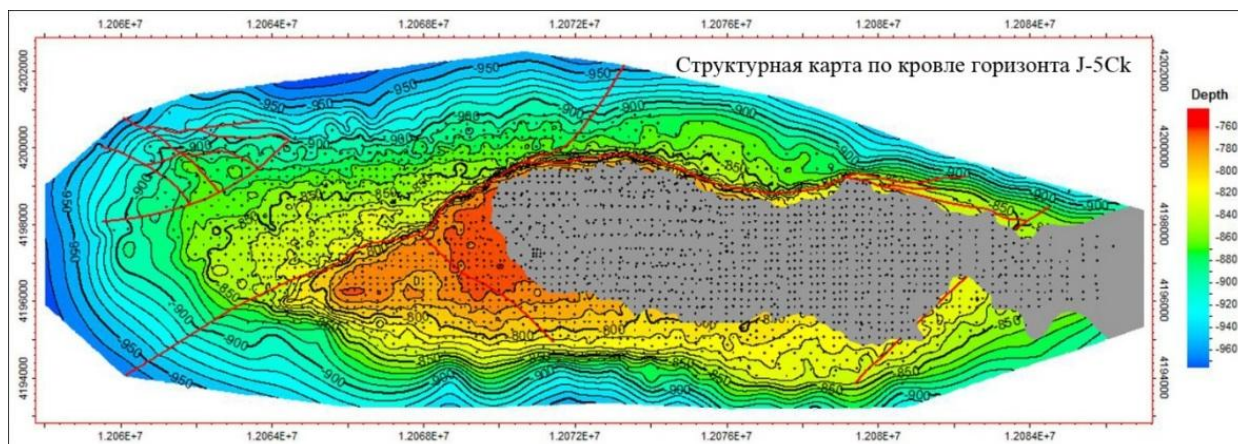


Рисунок 23 – Структурная карта по кровле горизонта J-3С юрской системы на месторождении Каламкас

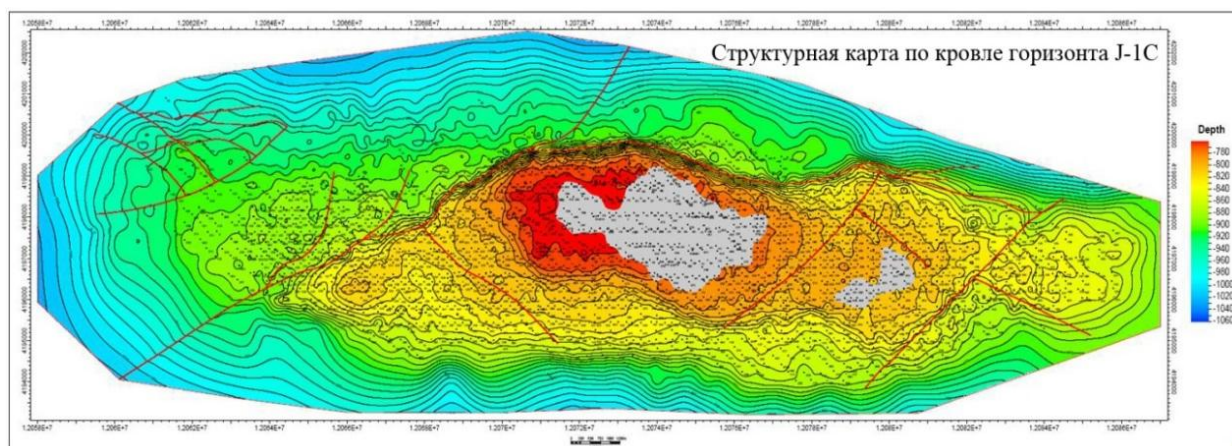


Рисунок 24 – Структурная карта по кровле горизонта J-1С юрской системы на месторождении Каламкас

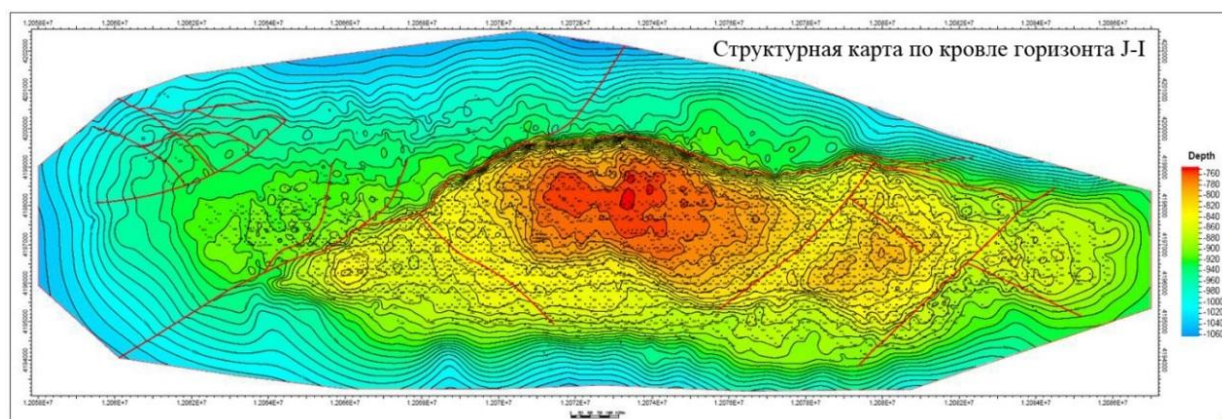


Рисунок 25 – Структурная карта по кровле горизонта J-I юрской системы на месторождении Каламкас

Линейная антиклиналь месторождения Каламкас осложняется 21 тектоническим разрывом: F1, F2, F2a, F2b, F3, F3a, F3b, F3c, F3d, F4, F4a, F4b, F5, F5a, F6, F7, F7a, F7b, F8, F9a и F9 (рисунок 26-28, таблица 7), разрывы простираются преимущественно по направлениям В-З и С-С-В, амплитуда составляет 5-60 м, длина простираения 2-15 км, по продольному направлению количество разрывов постепенно увеличивается сверху-вниз, разрывы разделяют месторождение на 19 структурных тектонических блоков максимально: I, Ia, Ib, Ic, IIa, IIb, IIc, IId, IIIa, IIIb, IIIc, IIId, IVa, IVb, IVc, V, VIa, VIb, VII.

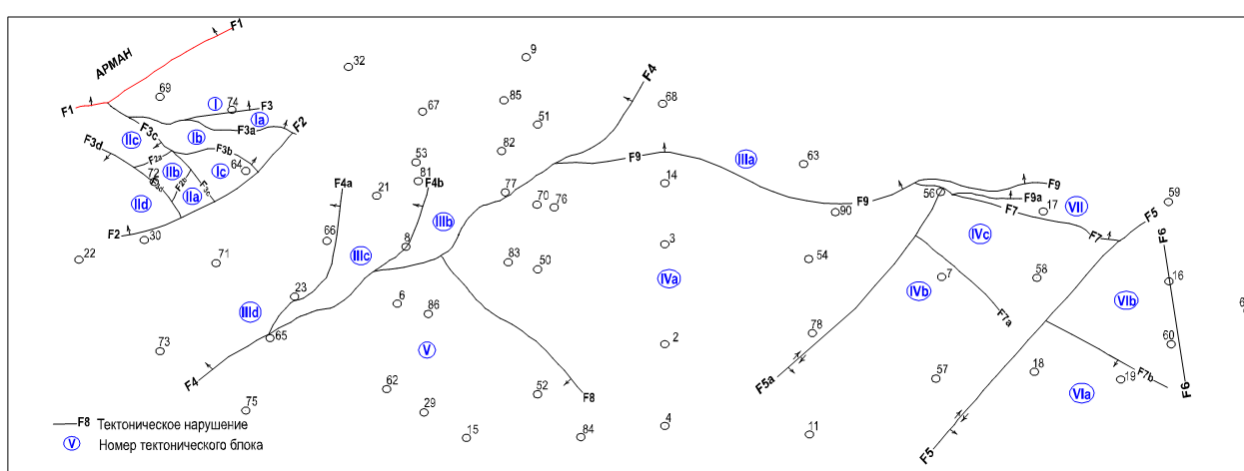


Рисунок 26 – Распространение тектонического разреза и блока на месторождении Каламкас

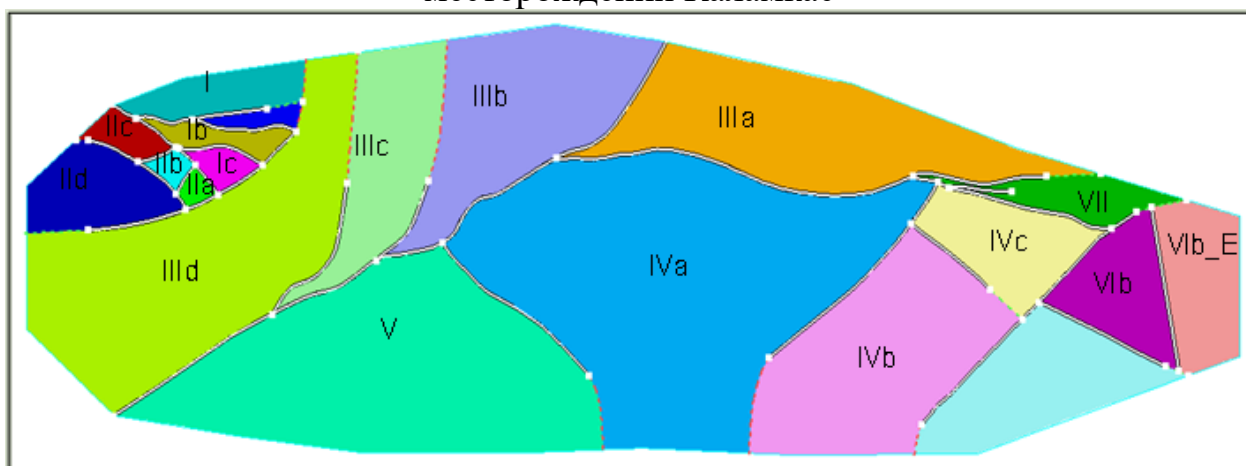


Рисунок 27 – Расчленение тектонических блоков на месторождении Каламкас по горизонтальному направлению

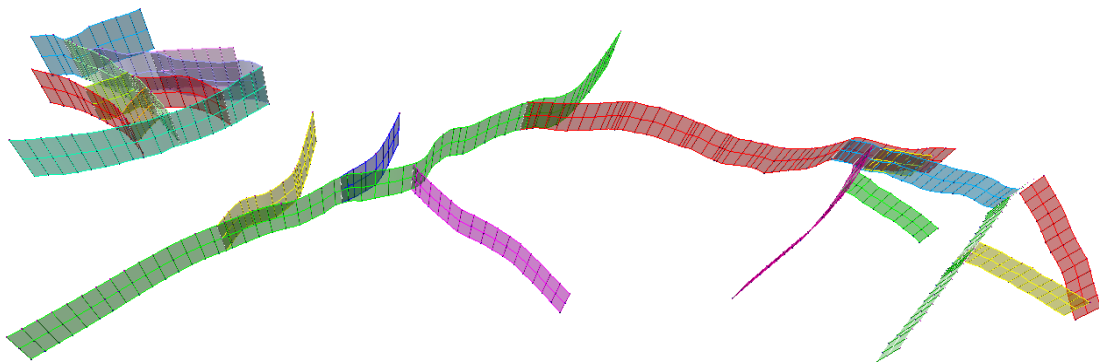


Рисунок 28 – Модель разрывов на месторождении Каламкас

По горизонтальному направлению можно разделять поднятие Каламкас на три крупного района: западный, центральный и восточный.

Западный район включает сети структурных разрывов F1, F2, F2a, F2b, F3, F3a, F3b, F3c, F3d, F4, F4a и F4b.

Разлом F1 с амплитудой 40-60 м выделяет структуру Каламкас от Арманской структуры, это подтверждено данными о бурении разведочных скважин и эксплуатационных скважин. Ряд разломов с маленькой амплитудой (F2, F2a, F2b, F3, F3a, F3b, F3c и F3d) определен по данным трехмерной сейсмической разведки, их местоположение регулируется согласно эксплуатационным данным и данным о бурении. Структурные тектонические блоки в данном разрыве (I, Ia, Ib, Ic, IIa, IIb, IIc и IId) определены по опробованию скважин с учетом несоответствия водонефтяных контактов (ВНК), они контролируют нефтяные залежи горизонтов с J-4C до J-V. Между разломами F3b, F3c и F3d блоки, которые похожи на горст и изолируют указанные разломы.

Разломы F4a и F4b являются ветвью F4, которые определены на основе несоответствия ВНК горизонтов J-1C, J-I, J-III и J-IV с учетом данных на рабочей площадке и геофизических каротажных данных. Установленные разломы образуют три структурного тектонического блока IIIb, IIIc и IIId и контролируют нефтяные залежи указанных горизонтов.

Таблица 7 – Элементы разрыва на месторождении Каламкас

№	Наименование сброса	Тип	Горизонт	Протяжённость (км)	Простирание	Наклон	Амплитуда сброса(м)	Наклон
1	F1	Положительный	J-5Ck,J-5C t,J-4C	2.45	NE	NW	40-60	70-90
2	F2	Положительный	J-3C,J-2C,J-1C,J-1J-1J-1J J-1J,J-V	5.56	NE	NNW	5-20	70-90
3	F2a	Положительный	J-5Ck,J-5C t,J-4C,J-3C,J-2C,J-1C, J-1J-1J-1J J-1J,J-V	0.94	NE	SE	5-30	70-90
4	F2b	Положительный	J-1J-1J-1J J-1J,J-V	0.77	SE	SE	5-10	70-90
5	F3	Положительный	J-3C,J-2C,J-1C,J-1J-1J-1J J-1J,J-V	1.75	NE	NW	5-20	70-90
6	F3a	Положительный	J-4C,J-3C,J-2C,J-1C,J-1J-1J J-1J-1J-1J J-1J,J-V	4.05	NEE	N	5-10	70-90
7	F3b	Положительный	J-4C,J-3C,J-2C,J-1C,J-1J-1J J-1J-1J-1J J-1J,J-V	2.14	SEE	NE	5-10	70-90
8	F3c	Положительный	J-5Ck,J-5C t,J-4C,J-3C,J-2C,J-1C, J-1J-1J-1J J-1J,J-V	3.19	SE	NE	5-20	70-90
9	F3d	Положительный	J-5Ck,J-5C t,J-4C,J-3C,J-2C,J-1C, J-1J-1J-1J J-1J,J-V	2.63	SW	NW	5-10	70-90
10	F4	Положительный	J-5Ck,J-5C t,J-4C,J-3C,J-2C,J-1C,J-1J-1J-1J J-1J,J-V,J-V 1J-V II	14.65	NE	NW	5-40	70-90
11	F4a	Положительный	J-2C,J-1C,J-1J-1J-1J-1J J-1J	3.54	NNE	NW	5-10	70-90
12	F4b	Положительный	J-1C,J-1J-1J-1J-1J-1J J-1J	2.22	NNE	NW	5-20	70-90
13	F5	Сброс со скольжением по простиранию	J-3C,J-2C,J-1C,J-1J-1J-1J J-1J,J-V	6.71	NE	SE	5-30	70-90
14	F5a	Сброс со скольжением по простиранию	J-2C,J-1C,J-1J-1J-1J-1J J-1J,J-V	5.49	NE	SE	5-10	70-90
15	F6	Положительный	J-1J-1J-1J J-1J	2.73	SSE	W	5-10	70-90
16	F7	Положительный	J-3C,J-2C,J-1C,J-1J-1J-1J J-1J,J-V	4.97	EW	N	20-40	70-90
17	F7a	Положительный	J-1J-1J-1J J-1J	2.45	SE	SW	5-10	70-90
18	F7b	Положительный	J-1J-1J-1J J-1J	3.16	SE	SW	5-10	70-90
19	F8	Положительный	J-5C t,J-4C,J-3C,J-2C,J-1C,J-1J J-1J-1J-1J J-1J,J-V	4.33	SE	SW	5-10	70-90
20	F9	Положительный	J-5C t,J-4C,J-3C,J-2C,J-1C,J-1J J-1J-1J-1J J-1J,J-V 1J-V II	11.87	EW	N	30-60	70-90
21	F9a	Положительный	J-3C,J-2C,J-1C,J-1J-1J-1J J-1J,J-V	1.62	EW	N	5-10	70-90

Местоположение структурного разлома F4 и соединяющегося с ним разлома F8 фактически не меняется. Амплитуда разлома F4 достигает 40 м на севере, а на юге – снижается до несколько метров, наблюдается складчатость. Структурный разлом F8 с маленькой амплитудой осложняет южное крыло структуры и простирается к юго-востоку.

В самых начальных годах разработки в центральной части месторождения пробурены эксплуатационные скважины с завышенной плотностью, последующие разведка и бурение начинаются с кровли структуры к боковым крыльям и периклинали. Существенное изменение геологической структуры слоистых сводных залежей (с горизонта J-I до J-VII) в данной части не случается. Установленный по сейсмическим данным разрыв F9 подтвержден и уточнен по результатам бурения эксплуатационных скважин. Данный разрыв осложняет структуру северного крыла и разделяет его на изолированные блоки, которые падают к северу по этапам, пласты более крутые, наклон пластов достигает 12-15°, амплитуда разрыва составляет 30-60 м.

Согласно трехмерной сейсмической разведке и данным об эксплуатационных скважинах уточнено положение раннеустановленных структурных разломов F5, F7 и F9, и обнаружены новые разломы F5a, F6,

F7a, F7b и F9a. В районе скв. 17, 2727 и 2730 структурно-тектонические блоки, сформированные разломами F7, F9a и F9, контролируют одну нефтяную залежь горизонта J-3C и две нефтяные залежи горизонтов J-2C и J-1C. Структурные разломы F6, F7a и F7b определены на основе несоответствия ВНК залежи горизонтов J-II, J-III и J-IV с учетом данных на рабочей площадке и геофизических каротажных данных. Нефтяная залежь горизонта J-II структурно-тектонического блока VIb находится под контролем разлома F7b, нефтяная залежь J-III находится под контролем разломов F6 и F7b, а нефтяная залежь J-IV блоков IVb и IVc изолируется разломом F7a.

Структурные разломы F5 и F5a являются разломами горизонтального смещения, амплитуда смещения относительно стабильная и составляет 1500 и 2000 м соответственно.

Развитие структуры пластов юрской системы обладает многоступенчатостью. Массовое тектоническое действие одинакового периода осадконакопления и после периода осадконакопления оказывает влияние на формирование нефтегазоносных коллекторов. Во время образования горизонтов юрской системы происходило основное тектоническое действие, которое отражается и в процессе формирования древних русел, зоны выклинивания некоторых или всех пластов и другие.

На основе модели разрыва построена структурная плоскость, проведен расчет толщины каждого горизонта с применением данных о расчленении кровли и подошвы горизонтов, на этой основе под ограничением данных о структурной плоскости формировали структурную карту по кровле и подошве каждого горизонта, тем самым построили точную трехмерную геологическую модель структуры (рисунки 29-31). После построения структурной модели по профилям и каналам проверяли зоны, на краях которых мало скважин, вставляли фиктивные скважины или регулировали нерациональные пункты, чтобы структурная модель была более точной и детальной.

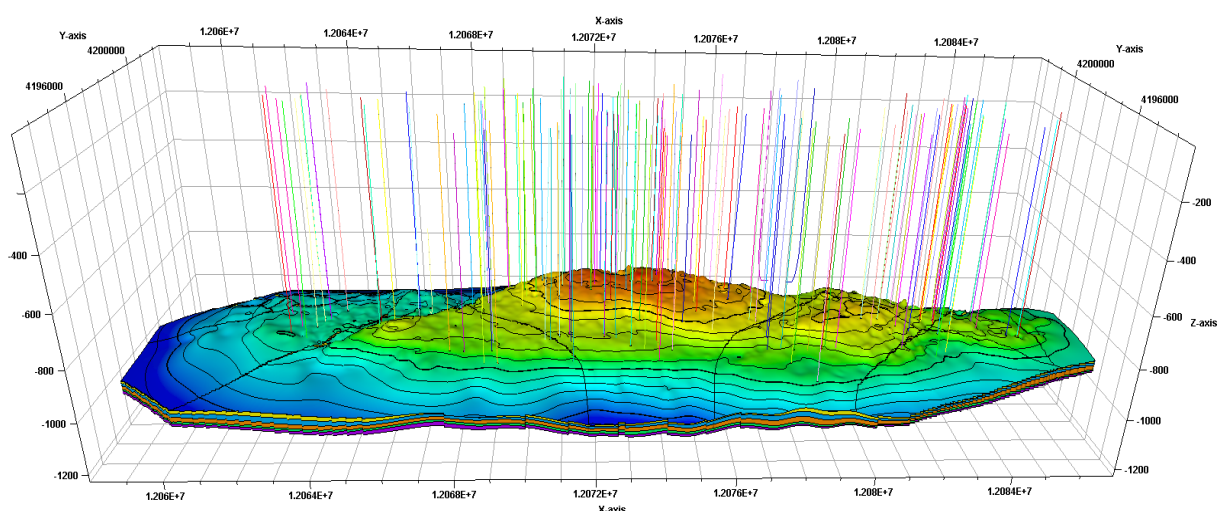


Рисунок 29 – Трехмерная структурная модель

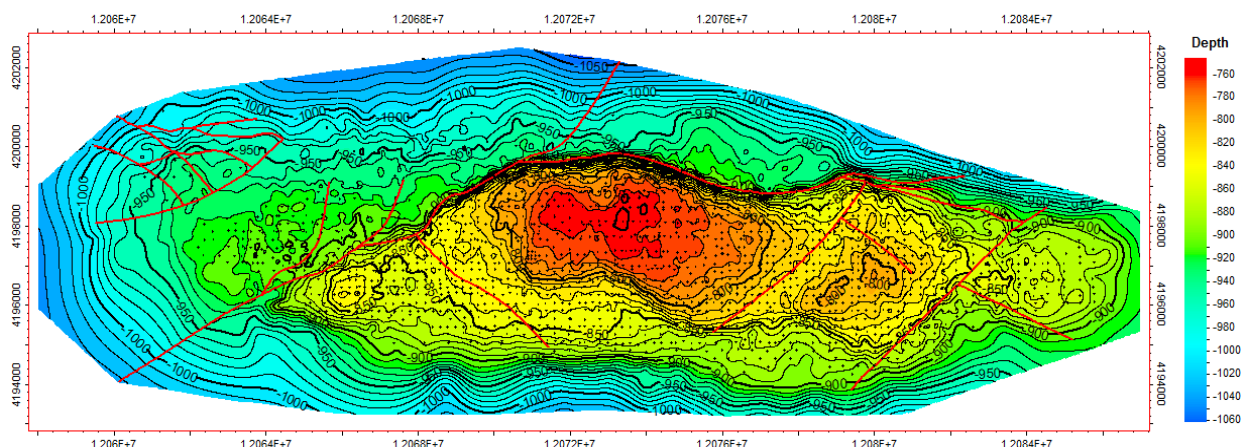


Рисунок 30 – Структурная карта по кровле горизонта Ю-I в 2014 г.

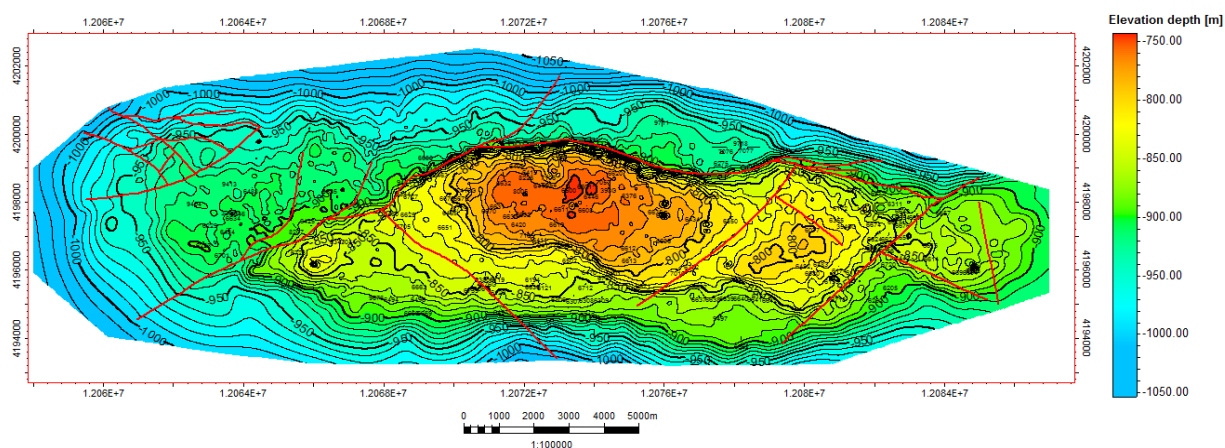


Рисунок 31 – Структурная карта по кровле горизонта Ю-I в 2018 г.

3.2 Уточнение параметров нефтегазоносности

По продольному направлению намечены 13 нефтегазоносных пластов (4 нефтеносных пласта и 9 нефтегазоносных пластов) на месторождении Каламкас, альтитуда ВНК составляет – 793 м, нормальная альтитуда ВНК составляет – 880~900 м, максимальная альтитуда ВНК достигает – 1020 м, эти цифры отличаются на разных блоках, на некоторых блоках много ВНК (рисунок 32, таблица 8).

Распространение нефти и газа контролируется структурой и литологическим составом. В районе на возвышенности структуры и с развитием песчаных тел нефтегазоносные пласты более развитые, это литологически-структурные нефтегазовые залежи; максимальная мощность нефтеносного пласта в одиночной скважине достигает 94,2 м, нормальная мощность 20-40 м, средняя мощность составляет 30,6 м; максимальная мощность газоносного пласта в одиночной скважине достигает 41,2 м, нормальная мощность 5-20 м, в среднем – 11 м; мощность отдельного пласта обычно составляет 1-5 м, в среднем – 2,98 м, из них отдельный пласт с мощностью 0~2 м занимает 46,6%, с мощностью 2~5 м – 38,3%, с мощностью

5~10 м – 11,8%, а отдельный пласт с толщиной >10 м занимает только 3,5%, это нефтегазовая залежь средне-тонкого пласта контурной воды.

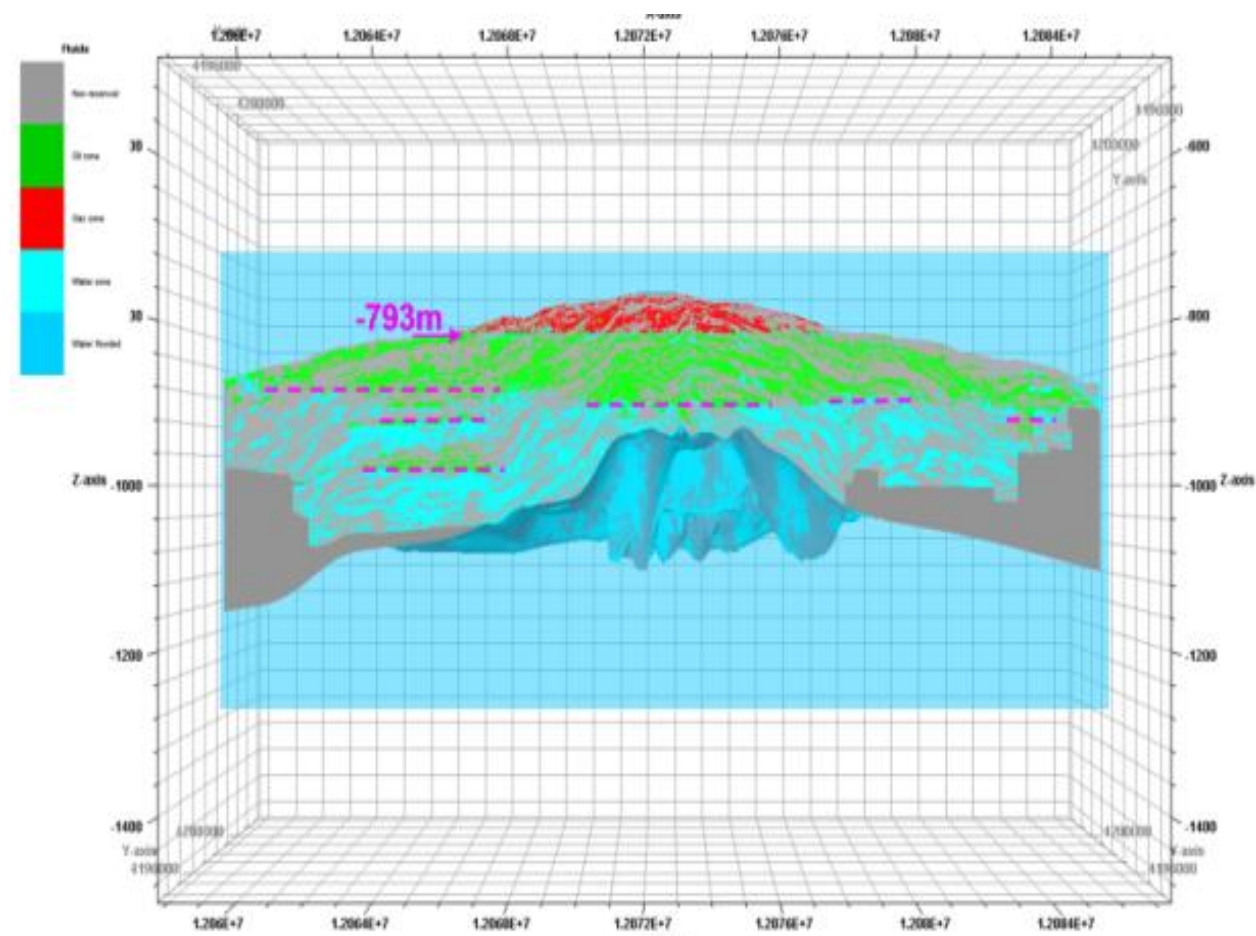


Рисунок 32 – Модель контакта флюидов на месторождении Каламкас

Таблица 8 – Статистика мощности нефтеносных и газоносных пластов по пачкам песчаника на месторождении Каламкас

Горизонт	Толщина нефтеносных пластов, м			Толщина газоносных пластов, м		
	Макс.	В диапазоне	Сред.	Макс.	В диапазоне	Сред.
Ю	6.0	1~3	1.51	7.4	1~4	2.76
Ю-5Ск	11.1	1~3	2.14	6.2	1~3	1.82
Ю-5Ст	7.7	1~3	2.09	5.1	1~3	2.25
Ю-4С	26.0	2~15	6.11	16.8	2~5	3.17
Ю-3С	25.0	2~10	5.99	21.1	2~10	5.93
Ю-2С	24.8	2~10	6.12	16.2	2~10	5.46
Ю-1С	31.6	3~15	9.42	15.5	2~10	5.92
Ю-I	30.5	5~15	8.8	22.2	5~15	9.6
Ю-II	17.1	3~8	5.42	10.3	2~8	5.62
Ю-III	23.2	5~15	8.73	7.8	2~6	4.83
Ю-IV	35.4	5~15	12.31	Нет газа		
Ю-V	34.2	5~15	11.43	Нет газа		
Ю-VI	19.8	5~10	7.79	Нет газа		
Ю-VII	14.5	2~10	7.49	Нет газа		

По сопоставлению пачек песчаника видно, что мощность нефтеносных горизонтов Ю-1С, I, III, IV и V более значительная, и достигает 8 м в среднем; мощность нефтеносных горизонтов Ю-4С, 3С, 2С, II и VI нормальная и составляет 4-8 м в среднем; мощность нефтеносных горизонтов Ю, Ю-5Ск и Ю-5Ст незначительная и составляет 1-3 м в среднем. Мощность газоносного горизонта Ю-I относительно большая и составляет 9,6 м в среднем, мощность газоносных горизонтов Ю-3С, 2С, 1С и II нормальная и составляет 5-7 м в среднем, а мощность газоносных горизонтов Ю, Ю-5Ск, 5Ст, 4С и III маленькая и составляет 1-4 м в среднем; горизонты Ю-IV, V, VI и VII не газоносные. В связи с денудацией, структурным положением и глубиной залегания пластов нефтеплощадь газоносности и тектонические блоки разных горизонтов быстро меняются (рисунки 30-34, таблица 8).

Горизонт Ю покрывает поверхность несогласия нижележащих пластов юрской системы, положение структуры завышенное, площадь газоносности большая, по горизонтальному направлению газ газовой шапки сплошно распространяется на возвышенности антиклинали, площадь газоносности составляет 43,96 км², газоносный пласт более тонкий, максимальная толщина достигает 7,4 м, в диапазоне 1-4 м, в среднем 2,74 м. нефтеносный пласт горизонта Ю распространяется преимущественно на северном крыле антиклинали и восточной периклинали, ограничено распространяется в западной части и южном крыле антиклинали в форме картошки и мелкой неравномерной форме. Площадь нефтеносности составляет 44,9 км², нефтеносный пласт более тонкий, максимальная толщина достигает 6,0 м, в диапазоне 1-3 м, в среднем 1,52 м.

Распространение газа газовой шапки горизонта Ю-5Ск очень ограничено, только на тектонических блоках III и V распространяется незначительный газоносный пласт, общая площадь газоносности составляет 3,37 км², максимальная толщина газоносного пласта достигает 6,2 м, в диапазоне 1-3 м, в среднем 1,81 м. Нефтеносные пласты горизонта Ю-5Ск распространяются преимущественно на тектоническом блоке III на западе от разлома F4, на тектоническом блоке V юго-западной части, на тектонических блоках Пс и IIIа северо-западного угла, общая площадь нефтеносности составляет 52,09 км², максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 11,1 м, в диапазоне 1-3 м, в среднем 2,14 м. Площадь нефтеносности тектонического блока III самая большая, составляет 39,4 км² и занимает 79,5% из общей площади нефтеносности, площадь тектонического блока Пс маленькая и составляет только 1,18 км².

Газоносные пласты горизонта Ю-5Ст распространяются преимущественно на тектонических блоках V, III и IVа около разломов F4 и F8 в юго-западной части антиклинали, диапазон распространения явно увеличивается по сравнению с горизонтом 5Ск, общая площадь газоносности составляет 9,73 км², максимальная толщина газоносного пласта достигает 5,1 м, в диапазоне 1-3 м, в среднем 2,21 м. Площадь газоносности тектонического блока V относительно большая и составляет 6,99 км², площадь газоносности тектонического блока IVа незначительная и

составляет только 0,64 км². Нефтеносные пласты горизонта Ю-5Ст распространяются в основном на тектоническом блоке III на западе от разлома F4, тектоническом блоке IIIa на периклинали северного крыла, на южной части тектонического блока V юго-западной части, тектоническом блоке IVa южной периклинали антиклинали и тектонических блоках IIc и VIa на северо-западном углу, общая площадь нефтеносности составляет 74,57 км², максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 7,7 м, в диапазоне 1-3 м, в среднем 2,08 м. Площадь нефтеносности тектонического блока III самая большая, составляет 46,9 км² и занимает 61,5% из общей площади нефтеносности, тектонический блок IIc маленький, площадь составляет только 0,937 км².

Диапазон распространения газоносных пластов горизонта Ю-4С незначительный, в основном, на тектонических блоках V, III и IVa, общая площадь газоносности составляет 4,53 км², максимальная толщина газоносного пласта достигает 16,8 м, в диапазоне 2-5 м, в среднем 3,25 м. Площадь газоносности тектонического блока V относительно большая и составляет 3,1 км², площадь газоносности тектонического блока IVa незначительная и составляет только 0,1 км². Нефтеносные пласты горизонта Ю-4С распространяются преимущественно на тектонических блоках IIc, III, IIIa, IVa, V и VIa, общая площадь нефтеносности составляет 70,33 км², максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 26,0 м, в диапазоне 2-15 м, в среднем 6,38 м. Площадь нефтеносности тектонического блока III большая, составляет 38,17 км² и занимает 57,8% из общей площади нефтеносности, нефтеносные пласты в северо-восточной части данного тектонического блока толстые, в зоне скв. 1051, 3025, 2343, 4275, 3022, 1322 и 4271 толщина нефтеносных пластов превышает 15 м, пласты распространяются по направлению С-В-Ю-З в полосовой форме, после него – тектонические блоки IIIa и V, а на тектонических блоках VIa и IIc распространяются незначительные нефтеносные пласты.

Газоносные пласты горизонта Ю-3С распространяются более широко и преимущественно на тектонических блоках V и IVa в восточной части разлома F4 и обеих сторонах разлома F8, так и на тектоническом блоке VII северной части восточного разлома F7, общая площадь газоносности составляет 12,81 км², максимальная толщина газоносного пласта достигает 21,1 м, нормальная 2-10 м, средняя 5,81 м. Нефтеносные пласты горизонта Ю-3С неравномерно распространяются на 11 тектонических блоках: I, Ia, Ib, Ic, IIa, III, IIIa, IVa, V, VIa и VII, общая площадь нефтеносности составляет 66,31 км², максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 25,0 м, нормальная 2-10 м, средняя 6,01 м. Площадь нефтеносности тектонического блока III самая большая, после него – V, IV и IIIa, на остальных 6 тектонических блоках распространяются незначительные нефтеносные пласты, площадь нефтеносности и толщина каждого тектонического блока.

Газоносные пласты горизонта Ю-2С распространяются преимущественно в юго-западной части тектонического блока IVa и незначительно распространяются на тектоническом блоке V, общая площадь

газоносности составляет $9,32 \text{ км}^2$, максимальная толщина газоносного пласта достигает 16,2 м, в диапазоне 2-10 м, в среднем 5,47 м. Площадь газоносности тектонического блока IVa составляет $8,29 \text{ км}^2$, а V – только $0,56 \text{ км}^2$. Нефтеносные пласты горизонта Ю-2С неравномерно распространяются на 12 тектонических блоках: I, Ib, Ic, IIa, III, IIIa, IVa, IVc, V, VIa, VIb и VII, общая площадь нефтеносности составляет $65,81 \text{ км}^2$, максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 24,8 м, в диапазоне 2-10 м, в среднем 6,09 м. Площадь нефтеносности тектонических блоков IIIabc, IVab и V относительно большая и составляет соответственно $9,5 \text{ км}^2$, $23,2 \text{ км}^2$ и $13,8 \text{ км}^2$, это занимает 77,7 % из общей площади нефтеносности данного горизонта, площадь нефтеносности остальных 8 тектонических блоков относительно маленькая.

Газоносные пласты горизонта Ю-1С (рисунок 33) распространяются преимущественно на тектоническом блоке IVa, наблюдается незначительное распространение на тектоническом блоке IVb, общая площадь газоносности составляет $12,37 \text{ км}^2$, максимальная толщина газоносного пласта достигает 15,5 м, в диапазоне 2-10 м, в среднем 5,86 м. Газоносные пласты на тектоническом блоке IVa распространяется в кольцевой форме вокруг зоны денудации на возвышенности антиклинали, площадь газоносности составляет $12,11 \text{ км}^2$.

Нефтеносные пласты горизонта Ю-1С (рисунок 34) неравномерно распространяются на 14 тектонических блоках: Ib, Ic, IIa, IIIa, IIIb, IIIc, IIId, IVa, IVb, V, VIa, VIb, VIc и VII, общая площадь нефтеносности составляет $73,189 \text{ км}^2$, максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 31,6 м, нормальная 3-15 м, средняя 9,37 м. Площадь нефтеносности на тектонических блоках IVa и IVb более большая и составляет $20,07 \text{ км}^2$ и $19,49 \text{ км}^2$ соответственно, после них – V и VIb, площадь нефтеносности на остальных 10 тектонических блоках относительно маленькая.

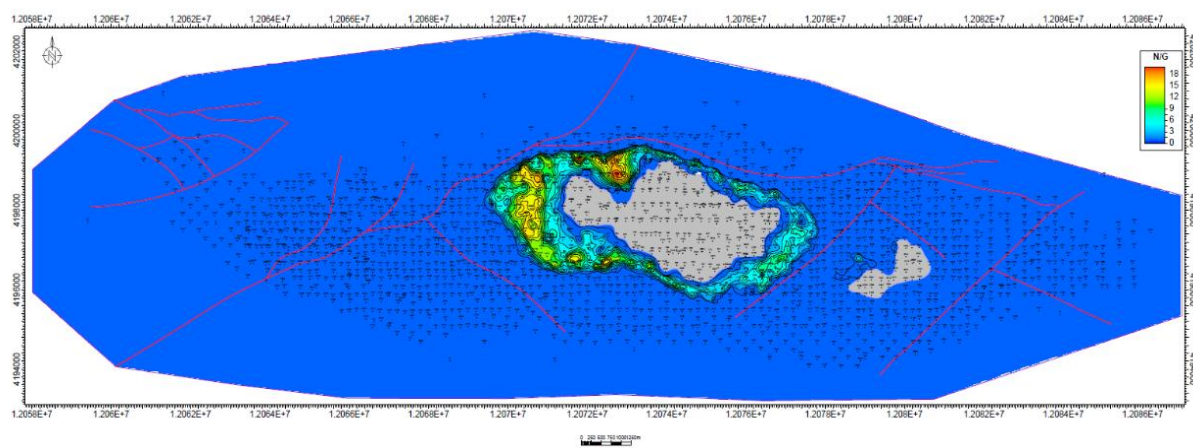


Рисунок 33 – Карта эффективной толщины газовых залежей горизонта Ю-1С

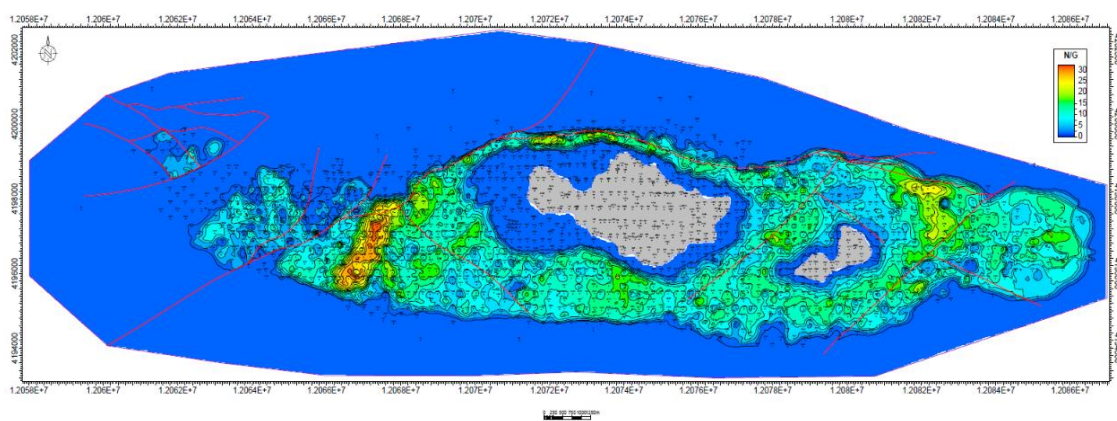


Рисунок 34 – Карта эффективной толщины залежи горизонта Ю-1С

Газоносные пласты горизонта Ю-1 (рисунок 35) распространяются преимущественно на тектоническом блоке IVa и незначительно на тектоническом блоке V, общая площадь газоносности составляет 15,62 км², максимальная толщина газоносного пласта достигает 22,2 м, в диапазоне 5-15 м, в среднем 9,63 м. Газоносные пласты на тектоническом блоке IVa распространяются на вершине антиклинали, площадь газоносности составляет 14,9 км², незначительные газоносные пласты распространяются на возвышенности тектонического блока V, площадь газоносности составляет только 0,73 км², площадь газоносности и толщина газоносных пластов по тектоническим блокам приведены в рисунке 34.

Нефтеносные пласты горизонта Ю-I (рисунок 36) распространяются на 11 тектонических блоках: Па, Ша, Шб, Шс, Шд, IVa, IVb, V, VIa, VIb и VIc, общая площадь нефтеносности составляет 70 км², максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 30,5 м, в диапазоне 5-15 м, в среднем 8,84 м. Площадь нефтеносности на тектонических блоках IVa и IVb более большая, составляет соответственно 26,3 км² и 17,1 км², это занимает 64,9 % из общей площади нефтеносности, после них – V и VIb, площадь нефтеносности на остальных тектонических блоках относительно маленькая.

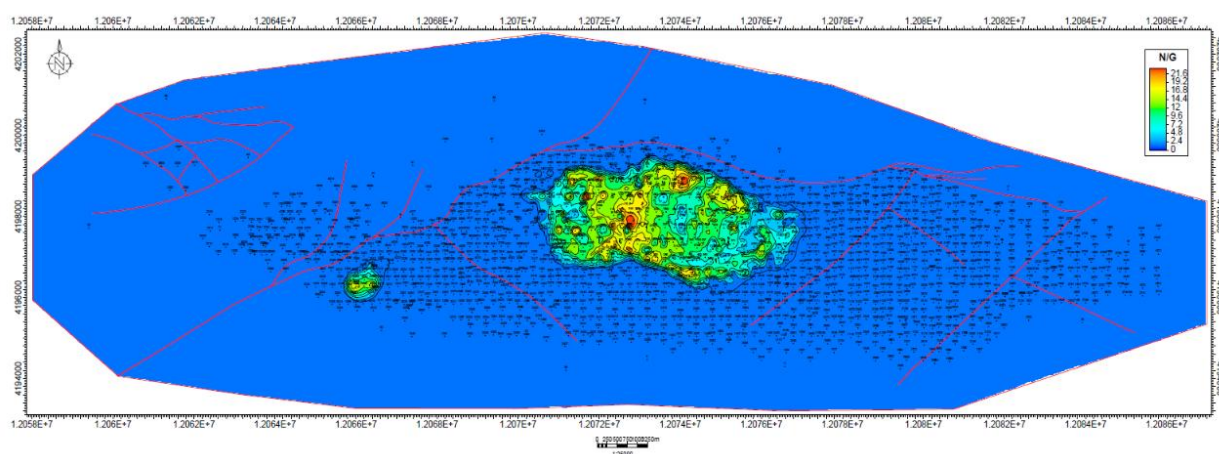


Рисунок 35 – Карта эффективной толщины газовых залежей горизонта Ю-I

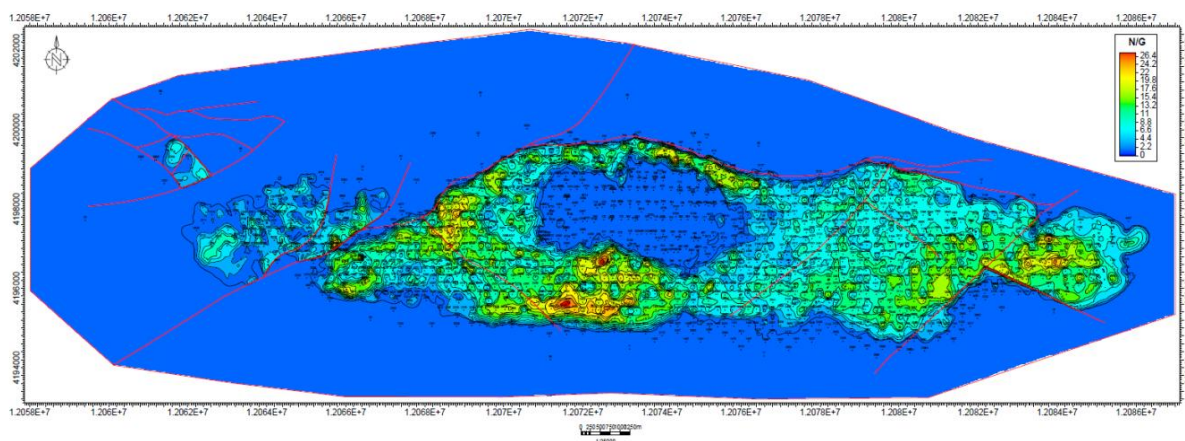


Рисунок 36 – Карта эффективной толщины залежи горизонта Ю-I

Газоносные пласты горизонта Ю-II распространяются только на вершине антиклинали тектонического блока IVa, площадь газоносности составляет $6,13 \text{ км}^2$, максимальная толщина газоносного пласта достигает 10,3 м, в диапазоне 2-8 м, в среднем 5,79 м. Нефтеносные пласты горизонта Ю-III распространяются на 6 тектонических блоках: Па, Пб, IVa, IVb, V и VIb, общая площадь нефтеносности составляет $45,12 \text{ км}^2$, максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 17,1 м, в диапазоне 3-8 м, в среднем 5,39 м. Площадь нефтеносности на тектонических блоках IVa и IVb более большая и составляет соответственно $27,6 \text{ км}^2$ и $11,88 \text{ км}^2$, это занимает 87,9% из общей площади нефтеносности, площадь нефтеносности на остальных тектонических блоках относительно маленькая.

Незначительные газоносные пласты горизонта Ю-III распространяются на вершине антиклинати тектонического блока IVa, площадь газоносности составляет $1,15 \text{ км}^2$, максимальная толщина газоносного пласта достигает 7,8 м, в диапазоне 2-6 м, в среднем 4,52 м. Нефтеносные пласты горизонта Ю-III распространяются на 9 тектонических блоках: Па, Пб, Пс, Пд, Пс, IVa, IVb, V и VIb, общая площадь нефтеносности составляет $58,25 \text{ км}^2$, максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 23,2 м, в диапазоне 5-15 м, в среднем 8,71 м. Площадь нефтеносности на тектоническом блоке IVa самая большая и составляет $27,12 \text{ км}^2$, после него – IVb, что составляет $9,7 \text{ км}^2$, это занимает 47,4% и 17,3% из общей площади нефтеносности соответственно, площадь нефтеносности на остальных тектонических блоках относительно маленькая.

Горизонт Ю-IV является чистой нефтяной залежью и не обладает газовой залежью. Нефтеносные пласты распространяются на 8 тектонических блоках: Па, Пб, Пс, Пд, IVa, IVb, IVc и V, общая площадь нефтеносности составляет $28,41 \text{ км}^2$, максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 35,4 м, в диапазоне 5-15 м, в среднем 11,54 м. Площадь нефтеносности на тектоническом блоке IVa самая большая, составляет $22,12 \text{ км}^2$ и занимает 75,82% из общей площади нефтеносности, на остальных тектонических блоках площадь нефтеносности относительно маленькая.

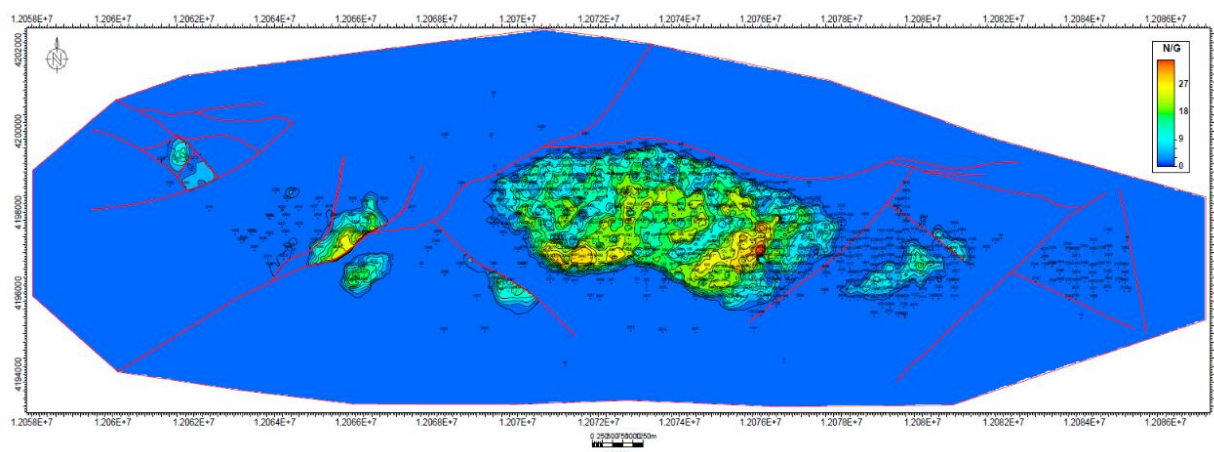


Рисунок 37 – Карта эффективной толщины залежи горизонта Ю-V

Горизонт Ю-V является чистой нефтяной залежью (рисунок 37). Нефтеносные пласты распространяются только на вершине антиклинали тектонических блоков IIa и IVa, общая площадь нефтеносности составляет 13,12 км², максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 34,2 м, в диапазоне 5-15 м, в среднем 11,54 м. Площадь нефтеносности на тектоническом блоке IVa самая большая и составляет 12,66 км², площадь нефтеносности на тектоническом блоке IIa относительно маленькая и составляет только 0,45 км².

Горизонт Ю-VI является чистой нефтяной залежью. Нефтеносные пласты только незначительно распространяются на вершине антиклинали тектонического блока IVa, площадь нефтеносности составляет 5,67 км², максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 19,8 м, в диапазоне 5-10 м, в среднем 8,02 м.

Горизонт Ю-VII является маленькой нефтяной залежью. Нефтеносные пласты только незначительно распространяются на вершине антиклинали тектонического блока IVa, площадь нефтеносности составляет 0,78 км², максимальная толщина нефтеносного пласта достигает 14,5 м, в диапазоне 2-10 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты петрофизических исследований в кернового материала лабораторными исследованиями с помощью современных оборудований и использования их результатов в интерпретации данных ГИС позволили:

- получить уточнённые данные петрофизических параметров – вербальную петрофизическую модель ниже-среднеюрских отложений газонефтяного месторождения Каламкас;
- детализировать положения ниже-среднеюрских нефтегазоносных горизонтов месторождения;
- получить модель контакта флюидов для контроля распространения газа-нефти-воды и расчета запасов по пластам;

- построить модель элементов разрыва и уточнить положения тектонических блоков на месторождении Каламкас по горизонтальному;
- построить более точную и детальную трехмерную структурную модель путём расчета толщины каждого горизонта и формирования структурной карты по кровле и подошве каждого горизонта;
- уточнить параметры нефтегазоносности и запасов по пластам, в том числе, за счёт нефтяной залежи в слоистых ненасыщенных пластах несогласия с газовой шапкой и контурной водой.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Б. Б. Хибасов, Н. С. Шиланов (АО "КазНИПИМунайГаз"). Емкостно-фильтрационные свойства сложнопостроенных коллекторов триасового комплекса по данным поисковой скважины № 12 месторождения "Придорожное" «SOCAR Proceedings» («Научные Труды»), НИПИ «Нефтегаз» Государственной Нефтяной Компании Азербайджанской Республики, On-line ISSN: 2218-8622, Выпуск 3, 2011.

2 Пересчет начальных запасов нефти, свободного газа, газа газовых шапок и растворенного газа по месторождению "Жетыбай" (по состоянию на 01/01/08 г.) //Отчет АО "КазНИПИМунайГаз", 2009.

3 Интерпретация каротажа по новым скважинам //Отчёт АО "КазНИПИМунайГаз", 2010.

4 В. Лысенко, В. Грайфер. Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2005. -607 с.

5 Определение физических и фильтрационно-емкостных свойств горных пород: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Прикладная геология» и «Нефтегазовое дело» //Т.Г. Бжицких, С.Ф. Санду, Н.Э. Пулькина. -Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 90 с.

6 Газизов.А. А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки, Москва, Недра. 2002 г.

7 У. Шенхей. Описание и моделирование коллекторов [М]. Пекин: Издательство нефтяной промышленности, 2010: 161-169.