

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

Тё Игорь Олегович

Уточнение геологического строения месторождения Кумколь и
прилегающих участков геофизическими методами

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


Тё Игорь Олегович


МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


на соискание академической степени магистра


Название диссертации Уточнение геологического строения месторождения Кумколь и прилегающих участков геофизическими методами

Направление подготовки 6M074700 – Геофизические методы поисков и разведки МПИ

Научный руководитель,
кандидат геолого-
минералогических наук,
ассоц.профессор
 Ахметжанов А.Ж.
«30» июня 2020 г.

Рецензент кандидат
технических наук
 Степаненко Н.П.
«30» июня 2020 г.

Нормоконтроль,
 Алиакбар М.М.
«30» июня 2020 г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Геофизики доктор геолого –
минералогических наук,
профессор
 Абетов А.Е.
«30» июня 2020 г.

Алматы 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН


Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

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

Кафедра Геофизики

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
Геофизики доктор геолого –
минералогических наук,
профессор

 Абетов А. Е
“30” июня 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Тё Игорю Олеговичу

Тема магистерской диссертации: Уточнение геологического строения
месторождения Кумколь и прилегающих участков геофизическими методами

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

Срок сдачи законченной работы « 2 » июля 2020 г.

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

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) Использование петрофизических связей для геологической интерпретации результатов геофизических исследований скважин
- б) Методика интерпретации результатов геофизических исследований скважин
- в) Определение литологии и коэффициента пористости

Рекомендуемая основная литература:

- 1 Бондаренко В.М., Ларионов А.М., Демуре Г.В. «Общий курс геофизических методов» М., Недра, 1986, 465 с.
- 2 Кауфман А.А. Введение в теорию геофизических методов (в 5-ти книгах). М.2003.
- 3 Хмелевского В.К. Геофизические методы исследования. Москва, «Недра». 1988 г.
- 4 Ладынин А.В. Петрофизика. Лекции для студентов геологических специальностей. Новосиб. госуд.ун-т. Новосибирск,2002.
- 5 Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПГА, 2003.
- 6 Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. Промысловая геофизика.М Недра, 2004.
- 7 Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – Минск, 1990г.
- 8 Перьков Н.А., «Интерпретация результатов каротажа скважин» М., Гостоптехиздат, 1963, 436 с.
- 9 Латышова М.Г., «Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин» М., Недра, 1981, 182 с.
- 10 Элланский М.М., Трунова М.И. Основы геологии нефти и газа. - М. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001..
- 11 Геология СССР. Западный Казахстан. Том 21, Москва, «Недра», 1970 г.

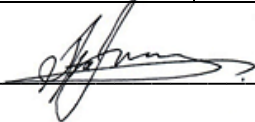
ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Использование петрофизических связей для геологической интерпретации результатов геофизических исследований скважин	4.12.2018 г.	
Методика интерпретации результатов геофизических исследований скважин	25.01.2019 г.	
Определение литологии и коэффициента пористости	10.05.2019г.	

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
Использование петрофизических связей для геологической интерпретации результатов геофизических исследований скважин	Ахметжанов А.Ж. Научный руководитель, кандидат геолого-минералогических наук, ассоц.профессор	4.12.2018 г.	
Методика интерпретации результатов геофизических исследований скважин	Ахметжанов А.Ж. Научный руководитель, кандидат геолого-минералогических наук, ассоц.профессор	25.01.2019 г.	
Определение литологии и коэффициента пористости	Ахметжанов А.Ж. Научный руководитель, кандидат геолого-минералогических наук, ассоц.профессор	10.05.2019г.	
Нормоконтролер	Алиакбар М.М. тьютор	30.06.2020г.	

Научный руководитель  Ахметжанов А.Ж.

Задание принял к исполнению магистрант  Тё И.О.

Дата

"30" Июня 2020 г

АҢДАТПА

Құмкөл кен орнының әртүрлі ұңғымаларына арналған қисықтарды салыстырмалы талдау нәтижелері GR интенсивтігінің мәндері, СП қисықтары, VCL балшық коэффициенті және астық мөлшері құрамы арасында байланыс бар екенін көрсетті. Бұл карьер формасына сәйкес физалық аймақтарды анықтауға және тұтастай алғанда, Құмкөл кен орындарының учаскелеріне сәйкес гранулометрия өзгеруінің негізгі үш бағыты айқын ажыратылды деген қорытынды жасауға мүмкіндік берді. S-III горизонтының төменгі тенденциясы негізінен астық мөлшерінің ұлғаюымен сипатталады. Ю-II горизонтындағы орташа тренд негізінен астық мөлшерінің азаюымен сипатталады. Ю-I горизонтындағы жоғарғы тренд, негізінен астық мөлшерінің біртіндеп ұлғаюымен сипатталады, бірақ төменгі трендпен салыстырғанда төменгі амплитудасымен.

Ұңғылардың учаскелеріндегі фасондардың таралу заңдылықтарын, олардың жанама таралу сипатын талдау негізінде Ю-I, Ю-II және Ю-III горизонттарына арналған шөгінділердің болжамды модельдері анықталды.

АННОТАЦИЯ

Результаты сравнительного анализа кривых по различным скважинам месторождения Кумколь показали существование зависимости между значениями интенсивности кривых GR, SP, коэффициента глинистости VCL и граулометрическим составом. Это позволило выделить фациальные зоны по форме каротажа и сделать заключение, что в целом по разрезу кумкольских отложений отчетливо выделяются три главных тренда изменения гранулометрии. Нижний тренд, в пределах горизонта Ю-III характеризуется в основном увеличением размера зернистости вверх. Средний тренд, в пределах горизонта Ю-II характеризуется в основном уменьшением размера зернистости вверх. Верхний тренд, в пределах горизонта Ю-I характеризуется в основном плавным увеличением зернистости вверх, но с меньшей амплитудой в сравнении с нижним трендом.

На основе анализа фациальных форм распределения в разрезах скважин, характера их распределения по латерали были определены предполагаемые модели осадконакопления для горизонтов Ю-I, Ю-II и Ю-III

ABSTRACT

The results of a comparative analysis of the curves for various wells of the Kumkol field showed the existence of a relationship between the intensities of the GR, SP curves, the clay coefficient VCL, and the gradation composition. This made it possible to identify the facies zones according to the shape of the logging and conclude that in general, according to the section of the Kumkol deposits, three main trends in the change in granulometry are clearly distinguished. The lower trend, within the S-III horizon, is characterized mainly by an increase in the grain size up. The average trend, within the Yu-II horizon, is characterized mainly by a decrease in the grain size up. The upper trend, within the Yu-I horizon, is characterized mainly by a gradual increase in grain size up, but with a lower amplitude in comparison with the lower trend. Based on the analysis of the facies distribution patterns in the sections of the wells, the nature of their lateral distribution, the estimated sedimentation models for horizons Yu-I, Yu-II and Yu-III were determined.

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание	
Введение	11
1 Обоснование проведения	13
2 Характеристика объекта исследования	10
2.1 Общие сведения	10
2.2 История геолого-геофизической изученности и разработки месторождения	12
2.3 Литолого-стратиграфическая характеристика	14
2.4 Тектоника	17
2.5 Нефтегазоносность	18
2.6 Водоносность	20
3 Методика исследования	22
3.1 Использование петрофизических связей для геологической интерпретации результатов геофизических исследований скважин	22
3.2 Методика интерпретации результатов геофизических исследований скважин	28
3.3 Определение глинистости	30
3.4 Определение литологии и коэффициента пористости	31
3.5 Оценка коэффициента насыщенности	36
3.6 Определение газонефтяного и водонефтяного контактов по ГИС	37
4 Результаты исследований	40
4.1 Отбивки номенклатурных горизонтов	40
4.2 Результаты анализа керна	41
4.3 Анализ зависимости изменений значений GR и VCL от гранулометрического состава	43
4.4 Анализ гистограмм распределения значений GR и VCL и кроссплотов	48
5. Применение каротажных диаграмм для выделения структурно - формационных зон и фациального анализа осадочных отложений на месторождении Кумколь	56
Заключение	64
Список использованной литературы	65

ВВЕДЕНИЕ

Тема дипломной работы: Уточнение геологического строения месторождения Кумколь и прилегающих участков геофизическими методами

Основной целью данных исследований является изучение геологического строения месторождения на основе геофизических исследований скважин.

Основная задача исследований - анализ полученного петрофизического материала по месторождению Кумколь и прилегающих участков для выполнения литолого-фациального и формационного анализа осадочных отложений.

Научно-технический прогресс оказал огромное влияние на развитие и совершенствование геофизических методов исследования скважин. Существенно расширился комплекс исследований за счет новых методов (диэлектрической проницаемости, ядерного магнитного резонанса, импульсного нейтронного метода и гамма-гамма-метода, широкополосного акустического метода, исследований пластовым наклономером, исследований в процессе бурения скважин и др.). Расширение комплекса геофизических исследований потребовало создания новых высокопроизводительных приборов и аппаратуры на основе достижений электронной техники и широкого внедрения обработки и интерпретации геофизических данных с широким применением компьютерных технологий.

Современные методы геофизических исследований скважин, при полноте используемого комплекса и знании петрофизических связей между геофизическими и подсчетными параметрами изучаемого геологического объекта, при правильном представлении о типе коллектора и применении геофизически обоснованных способов интерпретации, дают возможность получить более представительные данные об изучаемом коллекторе.

В работе проведен петрофизический анализ коллекторов и установлена связь между коэффициентом глинистости, полученным по каротажным кривым GR и SP, и гранулометрическим составом, что, в свою очередь, позволило провести формационный анализ юрских продуктивных горизонтов на месторождении Кумколь.

При проведении исследований использовались данные по осадочным отложениям юрских горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III) кумкольской свиты месторождения Кумколь. Данные ГИС открытого ствола были предоставлены по 208 скважинам. Входные данные для интерпретации состояли из комплекса кривых – GR (ГК), SP (ПС), DTP (АК), РНОВ (ГГКП).

Цифровые данные включали исходные кривые геофизических исследований и кривые петрофизической интерпретации.

В процессе анализа петрофизических данных использованы кривые каротажных диаграмм по скважинам, а также широко использовались результаты интерпретации по общей пористости (РНП), глинистости (VCL) и насыщения (SW).

Петрофизическая количественная интерпретация на этапах разведки, доразведки и эксплуатации месторождения проведена с использованием различных программных комплексов и методик (системы TIGRESS, PETRELL).

В процессе исследований для выполнения дипломной работы широко использовались литературные данные: публикации Казахстанских и зарубежных авторов; обобщающие материалы Южно-Казахстанского межрегионального территориального департамента геологии и недропользования «Южказнедра», материалы Интернета.

Дипломная работа содержит ___ страниц текста, в том числе ___ таблицы, ___ рисунка, ___ табличных приложений и ___ графических приложения.

1 Обоснование проведения исследований

За последние годы существенно изменились условия поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Значительно возросла глубина разведочных и эксплуатационных скважин, ведутся поиски залежей и коллекторов нефти и газа более сложного строения, с более жесткими термобарическими условиями залегания. Все это предъявляет новые требования к геофизическим исследованиям скважин, поставляющим информацию, которая является в большинстве случаев основой для принятия важных технических и научных решений на всех стадиях поисков, разведки и добычи нефти и газа.

Геофизические методы позволяют получать необходимые сведения о разрезах скважин при высокоэффективном способе бурения без отбора керна. При этом значительно повышается скорость проходки скважин, снижается стоимость разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Это особенно относится к нефтяным и газовым месторождениям, разрабатываемым глубокими скважинами.

Следует отметить, что роль геофизических исследований скважин в общем комплексе геолого-геофизических работ непрерывно увеличивается. Это объясняется двумя следующими обстоятельствами.

Во-первых, постепенная выработка полезных ископаемых, залегающих вблизи поверхности, требует разведки более глубоких недр нашей планеты и, следовательно, бурения скважин все возрастающей глубины. Эффективная разведка недр глубоким бурением невозможна без максимального использования современных геофизических методов, обеспечивающих высокоэффективное бурение скважин без отбора керна или с минимальным его отбором.

Во-вторых, из-за больших глубин затрудняются полноценное извлечение керна на поверхность и его изучение в термобарических условиях залегания *in situ*, что, в свою очередь, приводит к повышению роли геофизического обслуживания скважин.

В условиях глубоких скважин осложняется интерпретация первичных материалов геофизических исследований и требуется введение более сложных приемов обработки исходных данных, что в итоге обуславливает возрастание роли интерпретационных работ в общем процессе геофизического обслуживания скважин.

Геофизические исследования скважин (ГИС) призваны решать следующие основные геологические и технические задачи:

- ✓ литологическое расчленение и корреляция разрезов, вскрытых скважинами;
- ✓ выявление полезных ископаемых и определение их параметров, необходимых для подсчета запасов и проектирования разработки месторождений;
- ✓ геолого-технологический контроль бурения скважин;

- ✓ изучение технического состояния скважин;
- ✓ контроль за разработкой месторождений полезных ископаемых и т.д.

В общем случае все задачи, решаемые с помощью ГИС, можно разделить на два класса: измерительные и классификационные. К измерительным относятся задачи, решаемые с целью определения значений параметров изучаемых объектов (например, определение плотности, коэффициента пористости, коэффициента глинистости, и других параметров пласта). Часто решение измерительных задач называют "количественной интерпретацией". Классификационные задачи зачастую решают, основываясь на результатах решения измерительных задач, с целью разделения изучаемых объектов на классы: коллектор- неколлектор, нефтенасыщенный-водонасыщенный и т.д.

Научно-технический прогресс оказал огромное влияние на развитие и совершенствование геофизических методов исследования скважин. Существенно расширился комплекс исследований за счет новых методов (диэлектрической проницаемости, ядерного магнитного резонанса, импульсного нейтронного метода и гамма-гамма-метода, широкополосного акустического метода, исследований пластовым наклономером, исследований в процессе бурения скважин и др.). Расширение комплекса геофизических исследований потребовало создания новых высокопроизводительных приборов и аппаратуры на основе достижений электронной техники и широкого внедрения обработки геофизических данных на ЭВМ.

Разработаны комплексные скважинные приборы — агрегатированные системы геофизических скважинных приборов, рассчитанные на высокие давление и температуру, цифровые и компьютеризированные автоматические геофизические станции, приборы для исследования скважин в процессе бурения. Геофизические методы исследования скважин используют сегодня для бескернового геологического изучения разрезов скважин, выделения и промышленной оценки коллекторов нефти и газа, контроля технического состояния скважин при бурении, при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений и контроле за ней.

Промысловая геофизика - геофизические исследования нефтяных и газовых - скважин включает комплекс работ проводимых для изучения геологического разреза, определения местоположения нефтяных и газовых пластов, контроля технического состояния скважин, а также прострелочно-взрывные работы.

В настоящее время геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород используются при подсчете запасов нефти и газа.

По данным промысловой геофизики могут быть определены следующие параметры: 1) эффективная мощность; 2) положение водонефтяного (ВНК), газоводяного (ГВК), газонефтяного (ГНК) и текущих

контактов на различных этапах разработки месторождения; 3) коэффициент пористости для большинства продуктивных объектов (за исключением отдельных типов сложных коллекторов); 4) коэффициент нефтегазонасыщения для всех коллекторов, кроме трещинно-кавернозных.

В последние годы промыслово-геофизическую информацию широко используют при проектировании разработки месторождений нефти и газа, при контроле и анализе процесса разработки. Решение этих задач требует знания коэффициента проницаемости коллектора, который в межзерновых терригенных коллекторах во многих случаях определяется геофизическими методами. Важную дополнительную информацию при установлении коллекторских свойств и вероятной продуктивности коллектора дает коэффициент глинистости, также определяемый по данным геофизических исследований скважин.

Таким образом, промысловая геофизика обеспечивает получение (за редким исключением) всех основных параметров, необходимых для подсчета запасов, составления проекта разработки месторождений.

При соответствующем качестве геофизических исследований скважин, полноте используемого комплекса и знании петрофизических связей между геофизическими и подсчетными параметрами изучаемого геологического объекта, при правильном представлении о типе коллектора и применении геофизически обоснованных способов интерпретации, геофизические методы дают возможность получить более представительные данные об изучаемом коллекторе по сравнению с данными, основанными на анализе керн. Геофизические методы (при соблюдении перечисленных требований) позволяют получить полную информацию об исследуемом участке разреза, тогда как керн — только в пределах интервалов, пробуренных с полным его отбором и выносом на поверхность; они дают возможность изучать физические свойства коллекторов в пластовых условиях. Отдельные подсчетные параметры, например коэффициент нефтегазонасыщения, в условиях естественного залегания по керну вообще нельзя установить (за исключением скважин, пробуренных на глинистом растворе, крайне редких в практике нефтяной и газовой промышленности).

2 Характеристик объекта исследований

Месторождение Кумколь открыто в феврале 1984 года, Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией ПГО «Южказгеология» Министерство геологии Республики Казахстан.

В 1985 году институтом «КазНИПИнефть» составлен проект пробной эксплуатации месторождения Кумколь.

В 1987 году институтами ВНИГНИ, КазНИГРИ и Казахской опытно-методической были выполнены работы по подсчету запасов нефти и газа месторождения Кумколь по состоянию на 15 мая 1987 года.

Эксплуатационное бурение месторождения Кумколь начато в 1988 году в соответствии с положением проекта пробной эксплуатации месторождения.

Институтом «КазНИПИнефть» в 1988 году составлена «Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Кумколь»

Промышленная разработка месторождения Кумколь ведется с мая 1990 года в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения Кумколь.

В декабре 1995 года Правительством Республики Казахстан Акционерному обществу «Кумколь-ЛУКойл» выдана лицензия (серия МГ №296 нефть) для доразведки и добычи углеводородного сырья на площади Контрактного Участка месторождения Кумколь.

С этого момента месторождение разрабатывается двумя недропользователями: АО «Харрикейн Кумколь Мунай» и АО «Кумколь-ЛУКойл».

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Кумколь расположено в южной части Тургайской низменности, ограничено географическими координатами $46^{\circ}25'-46^{\circ}34'$ с.ш. и $65^{\circ}30'-65^{\circ}43'$ в.д. и административно входит в состав Жездинского района Жезказганской области Республики Казахстан (рисунок 2.1).

Ближайшим населенным пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (150 км), Жусалы (210 км), Карсакпай (180 км) и пос. Сатпаево (250 км). Расстояния до областных центров г. Кызылорда и г. Жезказган составляют 160 км и 290 км соответственно. На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, а в 20 км к северо-востоку проходит ЛЭП Жусалы-Ленинск.

Непосредственно в районе расположения месторождения местное население в летний период занимается отгонным животноводством (для этой цели площадь передана в аренду Кызылординской области). Район экономически слабо освоен. На площади месторождения имеются только грунтовые дороги. Для обеспечения транспортной связи г. Кызылорда с

месторождением Кумколь, согласно утвержденной схеме развития района, ведется строительство автодороги Кызылорда-Кумколь протяженностью 190 км.

В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой степь с абсолютными отметками рельефа 106-169 м над уровнем моря.

Непосредственно территория месторождения Кумколь приурочена к поверхности обширной древней озерной котловины в виде неправильного овала вытянутой в субмеридиальном направлении. С северной и восточной сторон котловина обрамлена плато обрамленными возвышенностями с пологими склонами с северо-запада и с запада плато спускается в котловину в виде крутого уступа.

В южной части, особенно в юго-западной части, развита серия песчаных массивов эолового генезиса, самый крупный из которых пески Арыскуп, возвышающиеся над окружающей местностью на 10-15 м.

К югу от месторождения расположен песчаный массив Арыскуп, сложенный грядово-бугристыми полузакрепленными песками, и почти полностью высохшее соленое озеро Арыс. В 15 км к западу находится чинк высотой 70-90 м, отделяющий низменную часть равнины от плато с отметками рельефа 200-250 м. К северу от площади низменная равнинная степь полого вздымается до отметки рельефа 150-200 м, и на северо-востоке сочленяется с горной системой Улытау.

Абсолютная отметка самой возвышенной части 240,1 м. Минимальная абсолютная отметка дна котловины 75,1 м. С плато в долину спускается целый ряд сухих русел, самые крупные из которых (русло Аклит и Терескенеске) приурочены к северо-восточному и юго-восточному склонам. Наиболее пониженные участки котловины, как правило, заболочены, в них обнажается большое количество родников и колодцев с пресной водой.

Почвенный покров месторождения и прилегающих к нему территорий включает следующие почвы: серо-бурые суглинистые; серо-бурые супесчаные защебененные; солонцы; комплексы солонцов с бурыми солонцеватыми; пески.

Грунтовые воды залегают на глубине от 100 м.

Климат района – резкоконтинентальный с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха и малым количеством осадков. Максимальные летние температуры +40 +45°C, максимальные зимние температуры до -38 -43°C.

Годовое количество осадков до 150 мм, выпадающих в основном в зимне-весенний период. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время часто бураны метели.

Водные артерии на площади месторождения отсутствуют.

Степь покрыта типичной для полупустынь ксерофильной растительностью, в осенне-зимний и весенние периоды изобилует сайгой.

Обеспечение технической и бытовой водой осуществляется из специальных гидрогеологических скважин, дающих высокие дебиты воды

минерализацией 0,6-0,9 г/л из отложений сенон-турона с глубины 50-70 м. По качеству вода не соответствует стандартам питьевой воды из-за повышенного содержания фтора. На отметках рельефа 120 м скважины работают на самоизлив.

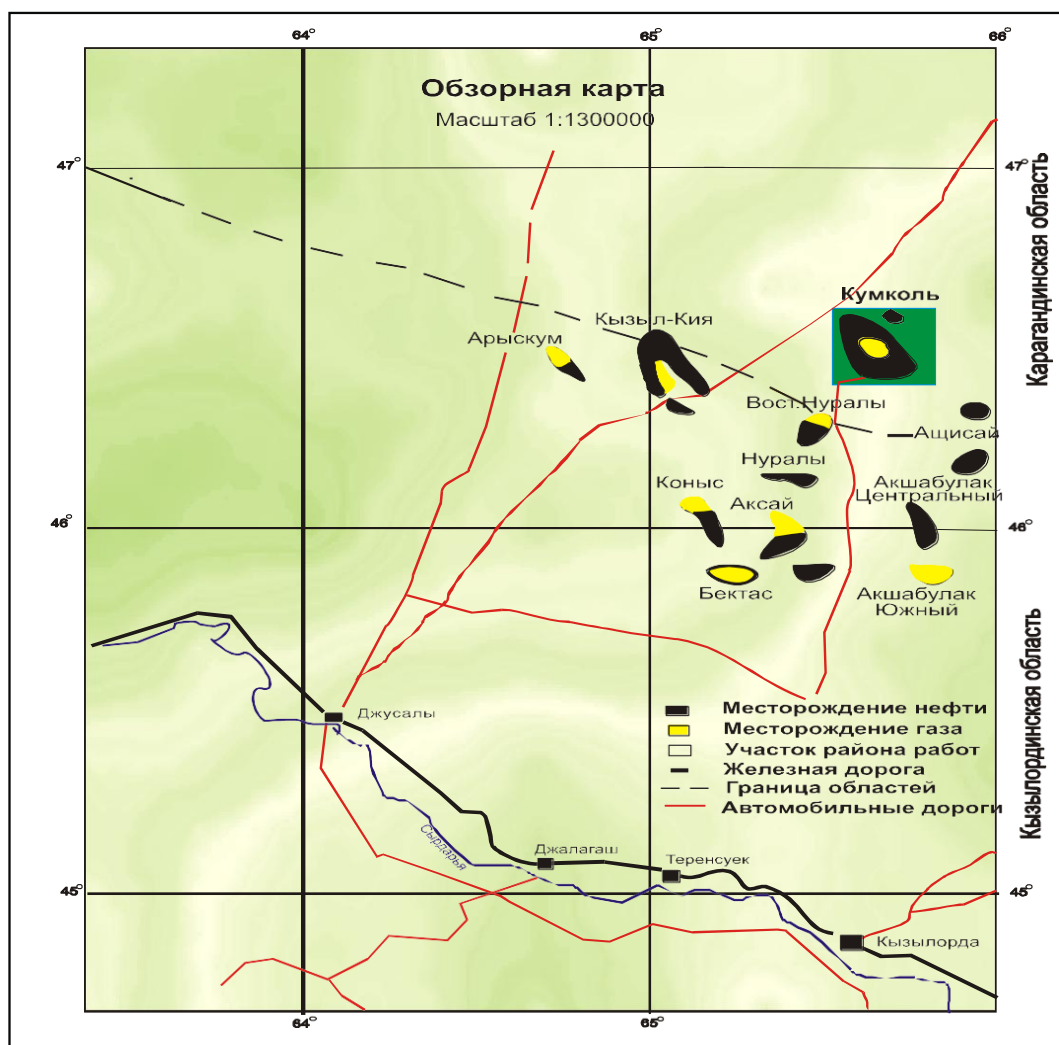


Рисунок 2.1 – Обзорная карта М 1:2700000

2.2 История геолого-геофизической изученности и разработки месторождения

До начала 70-х годов перспективы Южно-Тургайской впадины связывались с отложениями верхнего палеозоя и основывались на данных гравиметрической, магнитной и геологической съемок масштабов 1:500000 и 1:200000 (1958-64 гг.), по аналогии с Кустанайской седловиной и Чу-Сарысуьской депрессией (Буш В.А.Кирюхин Л.Г.-1972, Кирда Н.Г. и др.-1971). В 1963 г. ПГО «Актюбнефтегазгеология» пробурена параметрическая скважина Ип-Карасор в северной части Жиланчикского НГР, вскрывшая неблагоприятный в отношении нефтегазоносности разрез.

После выполнения редкой сети региональных сейсмопрофилей КМПВ в Арыскупском и МОВ в Жиланчикском НГР и выявления триас-юрских грабен-синклиналей (1968-1972) к перспективному относится и разрез мезозоя. Эти представления отражены в решениях совещаний Мингео СССР по региональным работам на нефть и газ (1975), на карте перспектив нефтегазоносности СССР масштаба 1:2500000 (1976) и Казахской ССР масштаба 1:1500000 (1979), объяснительных записках к ним, в обобщении материалов по теме № 181, выполненном Илийской ГФЭ совместно с Южно-Казахстанской НРЭ (1976) и в ряде публикаций. Во исполнение указанных решений и рекомендаций в период 1973-1975 гг. в Жиланчикском НГР производится поисково-детальная сейсморазведка МОВ, которой выявлен ряд локальных структур. Структуры Сазамбай и Кулагак были приняты в фонд подготовленных к глубокому бурению. В период 1976-1981 гг. геологоразведочные работы на нефть и газ в пределах Южно-Тургайской впадины не выполнялись.

Продолжению геологоразведочных работ на нефть и газ предшествовала коллегия Мингео Каз.ССР по решению, которой и договору с Южно-Казахстанской НРЭ в АН Каз.ССР выполнены тематические работы, завершившиеся в 1981 г. оценкой потенциала углеводородов в отложениях палеозоя и, частично, мезозоя Южно-Тургайской и других впадин.

В 1982 г. Южно-Казахстанской НРЭ по проекту, утвержденному ПГО «Актюбнефтегазгеология», начато профильное структурное бурение в Арыскупском НГР по ранее отработанным профилям КМПВ для изучения его геологического строения в региональном плане, с глубиной скважин до 2000 м.

В этом же году по заданию Мингео Каз.ССР Южно-Казахстанская НРЭ, ПГО «Казгеофизика» и ИГН АН Каз.ССР совместно разработана «Программа региональных геологоразведочных и научно-исследовательских работ на нефть и газ в Южно-Тургайской впадине».

В 1983 г. во исполнение указанной программы начата проходка скважины 1п-Арыскуп, региональное сейсмопрофилирование МОГТ, пробурена скважина 2п-Арыскуп и продолжено профильное структурное бурение в Арыскупском НГР.

В разрезе юрских отложений профильной структурной скважины 2-с, а также параметрической 2п-Арыскуп, в отложениях неокома скважины 15-с были встречены проявления и признаки нефти.

В результате геологоразведочных работ 1984-85 гг. на месторождении Кумколь были выявлены залежи нефти в отложениях нижнего неокома, верхней и средней юры.

В 1985 г. Турланской ГФЭ к северу от собственно Кумкольского поднятия было выявлено поднятие, названное Северным Кумколем. В дальнейшем, бурением было установлено, что оно является северным периклинальным продолжением Кумколя.

В 1986 г. разведка центральной части была в основном завершена и геологоразведочные работы проводились на северном участке месторождения.

В начале 1987г. в результате переобработки сейсмических материалов по усложненным программам в Казахстанской опытно-методической экспедиции было уточнено строение западного и восточного участков, непосредственно примыкающих к месторождению и являющихся продуктивными.

В 1987 г. с эксплуатационным бурением на месторождение выходит объединение «Мангышлакнефть», которое и будет осуществлять его разработку.

2.3 Литолого-стратиграфическая характеристика

Разрез месторождения Кумколь изучен довольно хорошо, стратиграфическое расчленение осадочного комплекса, залегающего на выветренной поверхности фундамента, освещено в ряде производственных отчетов ЮКНРЭ и ГАО «Южнефтегаз» и научных публикациях.

С целью уточнения стратиграфической принадлежности разреза продуктивных горизонтов проведены палеонтологические исследования в лаборатории геологии закрытых регионов Института геологических наук им. Сатпаева НАН РК.

Разрез месторождения Кумколь представлен отложениями мезокайнозоя, залегающими на глубоко выветрелой поверхности фундамента раннепротерозойского.

Нижний протерозой PR₁

Гетерогенный фундамент протерозойского возраста вскрыт более чем в 15 скважинах и представлен в большинстве скважин серо-зелеными массивными гидрослюдистыми-каолинитовыми глинами (кора выветривания), постепенно переходящими в выветрелые кварц-биотитплагиоклазовые гнейсы. Лишь в скважине №3 вскрыты измененные метасамотиты.

Породы сильно дислоцированы и ожелезнены.

Наибольшая вскрытая толщина 245м. (скв.№2)

Отложения мезозой-кайнозоя в пределах месторождения Кумколь расчленяются на два структурных подэтажа: юрский-тарфогенный и мелпалеогеновый-платформенный.

В предыдущих работах юрские отложения на структуре Кумколь расчленялись на дощанскую, карагансайскую, кумкольскую (акшабулакскую) свиты.

Полученные новые данные о строении Арыскупского прогиба позволили установить выклинивание (типа подошвенного прилегания к фундаменту) отражающего горизонта ОГ-IV на южных и западных крыльях

Кумкольского поднятия, почти по всей площади которого ранее выделялись карагансайская и дощанская свиты нижней-средней юры. Площадь Кумколь представляла единственный участок прогиба, на котором данные свиты в своем распространении по имевшимся представлениям выходят на территорию горст-антиклиналей разделяющих грабен-синклинали.

Отражающий горизонт ОГ-IY, являющийся наиболее ярким и динамически выраженным горизонтом, хорошо увязывается с кровлей карагансайской свиты, поэтому его вклинивание на крыльях структуры Кумколь не вызывает сомнений. Из вышесказанного следует, что стратиграфическое расчленение средне-юрского разреза по Кумкольскому поднятию сделано неверно и выделенные здесь отложения карагансайской и дощанской свит должны быть отнесены к осадкам кумкольской свиты.

Кумкольская свита (J_3 km) залегает на размытой поверхности фундамента и расчленяется на основе цикличности в осадконакоплении на три подсвиты: нижне($J_3 km_1$)-средне($J_3 km_2$)- и верхне($J_3 km_3$)-кумкольскую.

Общая толщина кумкольской свиты изменяется от первых десятков метров на горст-антиклиналях до 500-650м в грабен-синклиналиях.

Кумкольская свита отличается низкими электрическими сопротивлениями пород по сравнению с более древними породами. В нижнекумкольской подсвите они составляют, в основном, 5-8 ом/м, в средне- и верхнекумкольской подсвитах 2.0-3.5 ом/м, для водоносных коллекторов они уменьшаются до 0.5-1 ом/м.

Возраст свиты по СПК X и XI относится к оксфордскому и кимериджскому ярусам верхнеюрского отдела. С вышележащей преимущественно глинистой акшабулакской (ранее коскольской) она связана постепенным переходом, что затрудняет определение ее кровли.

Акшабулакская свита ($J_{за}$) расчленяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита сложена темно-серыми и зеленовато-серыми глинами и глинистыми алевролитами с отдельными прослоями песчаника. Верхняя подсвита сложена пестроцветными (серыми, серовато-зелеными, коричневыми, фиолетовыми, желтыми) глинами и глинистыми алевролитами с прослоями песчаника, количество которых возрастает в верхней части разреза. Местами в толще глин встречаются горизонты песчаника толщиной до 50 м, развитые локально и относимые к аллювиальным русловым отложениям. Нижняя сероцветная подсвита распространена повсеместно (в грабен-синклиналиях и в седловинах горст-антиклиналей). По корреляции разрезов сероцветные и зеленоцветные породы переходят в пестроцветные, залегающие на кумкольской свите.

Электрическое сопротивление пород составляет 2-3.5 ом/м, уменьшаясь вниз по разрезу. Толщина свиты изменяется от 50-100 м на горст-антиклиналях до 950 м в грабен-синклиналиях.

Возраст свиты по СПК XII относится к волжскому ярусу верхнего отдела юры.

Платформенный подэтаж.

К этому подэтажу относятся отложения мела и палеогена. Меловые отложения расчленены на нижний отдел в составе даульской свиты, сероцветной терригенно-карбонатной толщи, карачетауской и баймуратской свит, а верхний отдел в составе курганбекской, балапанской свит, толщи красноцветов верхнего турона и нижнего коньяка, пестроцветов и сероцветов сантона, сероцветов кампана и маастриха. Нижний отдел представлен, в основном, континентальными отложениями, а верхний морскими и континентальными, расчлененными по фауне и литологическим признакам, в частности, по окраске пород. В практике поисково-разведочных работ сложилось упрощенное расчленение меловых отложений, обусловленное, в основном, отсутствием реперов по ГИС для более детального расчленения. Разрез мела расчленен на даульскую свиту неокома, карачетаускую апта-нижнего-среднего альба, баймуратскую верхнего альба-сеномана и нерасчлененные отложения турона-сенона. Даульская свита (K_{1d}) расчленяется на нижнедаульскую нижнего ($KI_{пс1}$) и верхнедаульскую верхнего ($KI_{пс2}$) неокома подсвиты.

Нижнедаульская подсвита расчленяется на два горизонта: нижний-арыкумский ($K1_a$) и верхний ($KI_{пс12}$).

Арыкумский горизонт ($K1_a$) представляет базальную толщу нижнего мела, с перерывом, стратиграфическим и угловым несогласием, залегающую на отложениях верхней юры и фундамента горст-антиклиналей, разделяющих грабен-синклинали. Он сложен в кровле и в нижней половине песчано-аллювиальными и делювиальными отложениями, в подошве которых выделяются тонкие гравийные пласты, в средней части красноцветными глинистыми алевролитами. Толщина горизонта изменяется от 30-40 м до 123 м.

В кровле этого горизонта повсеместно прослеживаются отражающий горизонт $П_a$.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты представлен красноцветными глинами, иногда алевролитистыми. Толщина горизонта изменяется от первых десятков в бортах до 150 м. С кровлей его связан отражающий горизонт $П_a$.

Арыкумский горизонт четко выделяется по ГИС, имеет высокое (до 10-15 ом/м) электрическое сопротивление при сопротивлении глин верхнего горизонта 1.5-2 ом/м, и высокие значения по НГК.

Верхнедаульская подсвита представлена красноцветными глинами, глинистыми алевролитами и слабосцементированными песчаниками (песками). Последние преобладают в основании подсвиты, развиты в ее средней части. В верхней части преобладают глины и глинистые алевролиты с отдельными прослоями песчаника. Толщина подсвиты изменяется от первых десятков до сотен метров. В кровле свита трассируется ОГ-III.

Неокомский возраст даульской свиты обоснован фауной остракод, определениями спор и пыльцы, находками костей динозавров.

Карачетауская свита ($K1_{кг}$) представлена сероцветными, преимущественно песчаными отложениями, в основании содержит горизонты гравелитов, в средней части слои темносерых глин, свита обогащена растительным детритом. В ней найдены фораминиферы, указывающие на накопление в прибрежно-морских и континентальных условиях. Толщина свиты 85-250 м. В распространении она уходит за пределы прогиба. В кровле свиты прослеживается ОГ-П. Свита выделяется высокими (до 30-40 ом/м) электрическими сопротивлениями и высокими значениями НГК.

Баймуратская свита ($Ki-2a3-cm$) сложена пестроцветными глинистыми алевролитами, глинами со слоями песчаника, развитыми преимущественно в ее средней части. Толщина свиты 50-150 м. Она выделяется более низкими электрическими сопротивлениями и значениями НГК, повышенными ГК относительно карачетауской свиты и перекрывающих отложений турона-сенона. Возраст определяет СПК.

Турон-сенон (K_2-t-sn) представлен пестроцветными в средней, сероцветными в низах и в верхней части преимущественно песчаными морскими и континентальными отложениями толщиной 370-600 м. Электрические сопротивления 6-20 ом/м.

Палеоген представлен карбонатными песчаниками и алевролитами, серыми глинами палеоцена, толщей серых и зеленовато-серых глин с горизонтом песчаного известняка в основании среднего эоцена и пестроцветными глинами (20-30 м) олигоцена. Возраст палеоцена и эоцена определен морской фауной континентального олигоцена – СПК. Толщина до 250 м.

Палеоген выделяется низкими (3-4 ом/м) электрическими сопротивлениями карбонатных песчаников в основании разреза.

Неоген-четвертичные отложения развиты повсеместно, в основном, во внутренней части Арыкумского прогиба, представлены палевыми глинистыми алевролитами, суглинками, эоловыми песками толщиной до 60 м.

2.4 Тектоника

Месторождение Кумколь находится в пределах Арыкумского прогиба Южно-Тургайской впадины, являющейся северо-восточной частью Туранской плиты.

В пределах Арыкумского прогиба выделяется пять линейно-вытянутых грабен-синклиналей рифтового происхождения, разделенных между собой горстовыми поднятиями.

В структурном плане поднятие Кумколь расположено в южной наиболее погруженной части Сорбулакского горст-антиклинального выступа,

разделяющего Акшабулакскую и Сарыланскую грабен-синклинали Арыскупского прогиба.

В районе Кумкольского поднятия в юрских отложениях по данным сейсморазведки прослеживаются две структурные поверхности. Первая из этих поверхностей совпадает с III^a -отражающим горизонтом, приуроченным к кровле кумкольской свиты (на месторождении Кумколь эта кровля Ю-1 продуктивного горизонта). Ко второй поверхности приурочен III_1^a -отражающий горизонт, который совпадает с кровлей среднекумкольской подсвиты верхней юры.

По кровле Ю-1 продуктивного горизонта размеры поднятия составляют 19.0 x 8.0 км по изогипсе - 1200 м, при амплитуде 120 м. Структура представляет собой вытянутую антиклиналь северо-западного простирания, ограниченная с востока тектоническим нарушением.

По данным эксплуатационного бурения восточное крыло антиклинали имеет более крутое погружение.

Структурные планы по III^a и III_1^a - отражающим горизонтам совпадают.

Толщина кумкольской свиты (от поверхности фундамента до кровли Ю-1 горизонта) колеблется от 50 до 250 м. Уменьшение толщины отложений кумкольской свиты происходит за счет примыкания к воздымающей поверхности фундамента нижних частей разреза.

Толщина отложений Акшабулакской свиты (глинистая часть разреза верхней юры) колеблется от первых десятков до 100 и более метров.

Однако, утончение Акшабулакской свиты происходит сверху, в результате регионального размыва в преднеокомское время.

В разрезе нижнеокомских отложений четко прослеживается отражающий горизонт II^a , совпадающий с кровлей Арыскупского горизонта (продуктивный горизонт М-1).

По II^a -отражающему горизонту структура Кумколь представляет собой двухсводовую линейную антиклинальную складку субмеридионального простирания со смещением к югу свода.

Размеры структуры составляют 14.5 x 4.5 км по изогипсе – 990 м, при амплитуде 40 м. Северный купол более пологий и имеет амплитуду 30 м.

По данным эксплуатационного бурения восточное крыло структуры (также как и по юрским горизонтам) имеет более крутое погружение.

При сопоставлении структурных планов меловых и юрских горизонтов, видно заметное выполаживание поверхностей меловых горизонтов.

2.5 Нефтегазоносность

В Арыскупском прогибе Южно-Тургайской впадины к настоящему времени открыто 14 месторождений нефти и газа. Одно из них крупное нефтяное месторождение Кумколь введено в эксплуатацию, а ряд месторождений (Майбулак, Арыскуп, Акшабулак, Южный Кумколь,

Нуралы, Кызыл-Кия и др.) закончены разведкой и подготовлены к разработке.

В Арыкумском прогибе залежи нефти и газа открыты в среднеюрских, нижнеэокомских и верхнеэокомских отложениях. Не исключается и промышленная нефтегазоносность нижнеюрского комплекса, чему способствует наличие коллекторов в этой части разреза и нефтегазопроявления по ряду скважин.

По стратиграфической приуроченности выявленных в Арыкумском прогибе нефтегазовых залежей можно выделить два нефтегазоносных комплекса: меловой и юрский. Каждый в свою очередь, состоит из подкомплексов. Меловой включает два: нижнеэокомский и верхнеэокомский, а юрский разделяется на три подкомплекса: нижний, объединяющий сазымбайскую и айбалинскую свиты; средний, представленный образованиями даульской и карагансайской подсвит и верхний, включающий кумкольскую и акшибулакскую подсвиты.

На месторождении Кумколь установлена промышленная нефтегазоносность нижнеэокомского и верхнеюрского подкомплексов.

В нижнеэокомском нефтяном подкомплексе выделяются два продуктивных горизонта М-I, М-II, которые хорошо коррелируются и уверенно выделяются по данным ГИС. Нижнемеловые горизонты М-I и М-II разобщены глинистыми разделами толщиной от 10 до 20 м.

К горизонту М-I приурочена нефтяная залежь, расположенная в интервале глубин 1061,7-1097,9 м. Высота залежи 36 м.

Залежь нефти пластовая, сводовая. Абсолютные отметки ВНК колеблются в интервале от -981,1 до 985,6 м. В ряде скважин (№№ 2052, 2077, 406, 1039), расположенных в западном крыле южного свода структуры установлены относительно небольшие отклонения отметок ВНК от -977,7 до -979,7 м.

По уточненной карте построенной по кровле коллекторов горизонта М-I сечением изогипс через 10 м получено небольшое изменение площади нефтеносности в сторону уменьшения в южном переклиналильном замыкании (район скважины №13) структуры.

Рассмотрение пластов М-I-A и М-I-B, запасы которых ранее подсчитаны отдельно, привело к резкому уменьшению чисто нефтяной зоны (4).

К горизонту М-II приурочена водонефтяная пластово-массивная залежь. Интервал залегания 1095-1111 м. Высота залежи 15 м. Абсолютные отметки ВНК колеблются в интервале от -996,4 до 992,4 м (4).

В юрских отложениях выделяются продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II (II эксплуатационный объект), которые в настоящем дипломе рассматриваются вместе, Ю-III (III эксплуатационный объект) и Ю-IV (IV эксплуатационный объект).

Горизонты Ю-I и Ю-II – это единый объект повсеместно содержащий песчаные коллектора с прослоями толщиной от 1 до 3 м глинистых пород.

По новым построениям, площадь чисто нефтяной зоны уменьшилась в два раза за счет увеличения водонефтяной зоны в восточной приразломной части.

Второй эксплуатационный объект (горизонты Ю-1+Ю-II) содержат нефтяную залежь с газовой «шапкой». Залежь пластовая, тектонически экранированная сводового типа, расположена в интервале глубин 1190-1322 м. Высота ее составляет 132 м. ВНК находится в интервале абсолютных отметок от –1194 до –1198 м, газонефтяной – на отметке 1112 м. В ряде скважин (№№ 3010, 336, 2070, 2077, 3021, 3019) наблюдаются небольшие изменения в сторону повышения от –1110,6 до –1111,5 м, в других (№№ 339, 2099, 3015) – изменения в сторону снижения от –1113,2 до –1113,5 м.

Высота нефтяной части –92 м, газовой –38 м.

К горизонту Ю-III приурочена нефтяная залежь, расположенная в интервале глубин 1126-1312 м, высотой 86 м. Залежь пластовая, тектонически и литологически экранированная, сводового типа. Продуктивный горизонт Ю-III отделяется от горизонта Ю-II повсеместно выдержанным глинистым пластом, толщина которого местами (район скважин №№ 408, 2р, 2109, 3054, 3055) утончается до 2-3 м. Коллектора, как видно из корреляционных схем, не выдержаны, и часто выклиниваются или переходят в глины.

Отметки водонефтяного контакта Ю-III горизонта отбиваются в интервале –1195 –1198 м. Данный объект является наиболее лучше освещенным бурением. В структурном плане изменения произошли в восточной части структуры. В результате крутого падения пластов сократилась площадь нефтеносности. Установлено отсутствие коллекторов в западной части структуры.

К горизонту Ю-IV приурочена газонефтяная залежь. Тип залежи пластово-массивный, сводовый, стратиграфически и литологически экранированный. Коллектора горизонтов представлены песчаниками толщиной от 2 до 6 м чередующимися пластами глин и аргиллитов. Газонефтяной контакт отбивается на отметке –1179 м, водонефтяной в интервале отметок от –1194 до –1198 м. Высота нефтяной залежи 18 м, газовой части –24 м. За счет уточнения геологического строения залежи площадь нефтеносности сократилась за счет появления в районе скважин №№ 401,431 зон отсутствия коллекторов.

2.6 Водоносность

Месторождение Кумколь находится в пределах южной части Тургайского артезианского бассейна. В процессе разведки месторождения опробовано методом компрессирования 22 водоносных объекта и два объекта в открытом стволе.

В результате бурения и опробования глубоких параметрических, поисковых, гидрогеологических, структурных и разведочных скважин на площадях Кумколь и Арыскуп выделены водоносные комплексы протерозойских, юрских, меловых, палеогеновых, неогеновых и четвертичных отложений.

Из отложений фундамента при испытании скважины 2 Кумколь получен приток воды с минерализацией 76,6 мг/л из интервала 1416-1503 м. Воды хлоркальциевого типа, хлоридной группы натриевой подгруппы с содержанием брома до 69,2 мг/л. Водоносный горизонт среднеюрских отложений изучен в скважинах 2, 8, 12 и 16 Кумколь. Воды напорные, притоки из интервалов перфорации сильные, что свидетельствует о хороших фильтрационных свойствах пласта.

Так, в скважине 16 из интервала 1350-1355 м получен приток воды дебитом 472 м³/сут, при ср.дин=685 м.

Уменьшение толщины пластов-коллекторов и их частичное замещение глинами наблюдается в районе скважин 24 и б. Полное исчезновение коллекторов отмечено в скважине 3.

Общие эффективные толщины изменяются по скважинам от 3,6 м, (скважина 21) до 1,1 м, (скважина 8).

Газонасыщенные и нефтенасыщенные толщины изменяются по площади соответственно от 2 м, (скважина 24) до 4 м (скважина 9) и от 1,8 м (скважина 24) до 6,6 м (скважина 8).

Горизонт опробован в б скважинах, из которых 4 дали промышленные притоки нефти и газа. Газ получен в скважинах 8,9,24.

ГНК принят на отметке -1179 м, соответствующей кровле пласта давшего нефть в скважине 8 и подошве пласта, из которого получен газ в скважине 9. Самая низкая отметка получения нефти равна 1197,8 м, (скважина 24), а кровля водоносного пласта в скважине 8 залегает на отметке -1198 м, которая и принимается за водонефтяной контакт. Высота газовой части залежи равна 23,3 м, а нефтяной -18,5 м. Площади газоносности и нефтеносности соответственно равны 708 и 1122 га. Залежь горизонта пластово-массивная сводовая стратиграфически и литологически ограниченная.

3. Методика исследований

3.1 Использование петрофизических связей для геологической интерпретации результатов геофизических исследований скважин

Основной целью данных исследований является изучение геологического строения месторождения на основе имеющихся скважинных данных. Основная задача исследований - анализ полученного петрофизического материала по месторождению Кумколь для выполнения литолого-фациального и формационного анализа.

Для выполнения исследований получены петрофизические данные в цифровом формате .las по скважинам, пробуренных на лицензионном участке месторождения Северный Кумколь. Для получения более качественного понимания латеральной изменчивости отложений и фациальных условий, в работу были вовлечены все 208 скважин. Цифровые данные включали исходные кривые геофизических исследований и кривые петрофизической интерпретации. Из 208 скважин для литологической интерпретации были отобраны 186 скважин. Остальные скважины были исключены из списка по двум причинам:

- глубина не превышает 1250м и не захватывает юрские горизонты (Ю-I, Ю-II, Ю-III);
- нечитаемые las файлы.

Работы проводились в пределах участка, который покрывает северный, северо-западный районы месторождения Кумколь (Рисунок 3.1). В рамки проекта входил анализ отложений номенклатурных горизонтов Ю-I и Ю-II кумкольской свиты. В процессе анализа и интерпретации в работу также был включен самый нижний горизонт кумкольской свиты - Ю-III. Целесообразность такого подхода объясняется тем фактом, что в совокупности все горизонты кумкольской свиты представляют собой единую залежь, которая имеет одну общую гидродинамическую систему, единый ВНК. Также в процессе анализа предоставленных Заказчиком отбивок горизонтов (Ю-I, Ю-II и Ю-III) было выявлено, что отбивки имеют недостатки, отсутствует постоянный корреляционный маркер, который позволял бы с уверенностью выделять границу между горизонтом Ю-II и Ю-III.

Данные координат, КВ, инклинометрии были подготовлены в соответствующих форматах и загружены в систему TIGRESS. Обзорная карта с расположением скважин представлена на

Рисунок 3.2.

Данные ГИС открытого ствола были предоставлены по 208 скважинам. По результатам анализа командой петрофизиков было отобрано для интерпретации литологии 186 скважин. Входные данные для интерпретации состояли из комплекса кривых – GR (ГК), SP (ПС), DTP (АК), RHOV (ГГКП)

и т.д. В результате интерпретации получены кривая глинистости VCL и нормированная кривая GR(ГК).

Получение данных кривых позволило вести дальнейшие работы в едином ключе. Это условие важно, так как набор предоставленных исходных данных состоял из ненормированного материала, и результаты комплексной геофизической интерпретации, выполненные разными компаниями, не основывались на едином подходе к интерпретации, а порой по заключению петрофизиков имели существенные недостатки по качеству исполнения. При наличии такого набора исходных данных сложно и достаточно не корректно проводить сравнительный анализ скважин, как на количественном, так и на качественном уровне.

По анализу полученной петрофизической интерпретации из 186 скважин имеются данные общей пористости (РНП), глинистости (VCL) и насыщения (SW) по 69 скважинам

Петрофизическая количественная интерпретация на этапах разведки, доразведки и эксплуатации месторождения проведена с использованием программных комплексов и различной методики с использованием констант по месторождению Кумколь, по состоянию на 01.01.2007г.» выполненный АО НИПИнефтегаз в 2007г.

Для анализа фаций и оценки гранулометрического состава коллекторов получена нормированная кривая ГК (GR) по всем предоставленным скважинам. Связанно это с тем, что исходные кривые ГК (GR) были замерены разной аппаратурой различных сервисных компаний.





Рисунок 3.1– Обзорная карта участка исследований на космической снимке из сервиса Google Earth

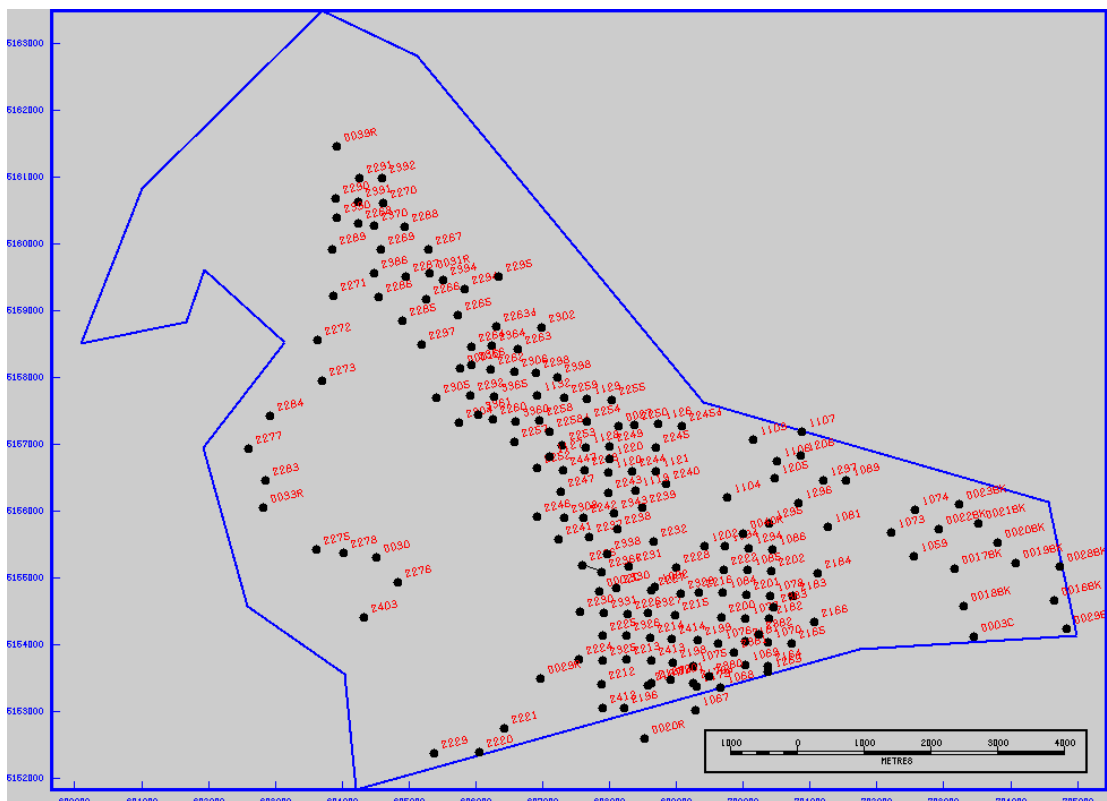


Рисунок 3.2 – Расположения скважин

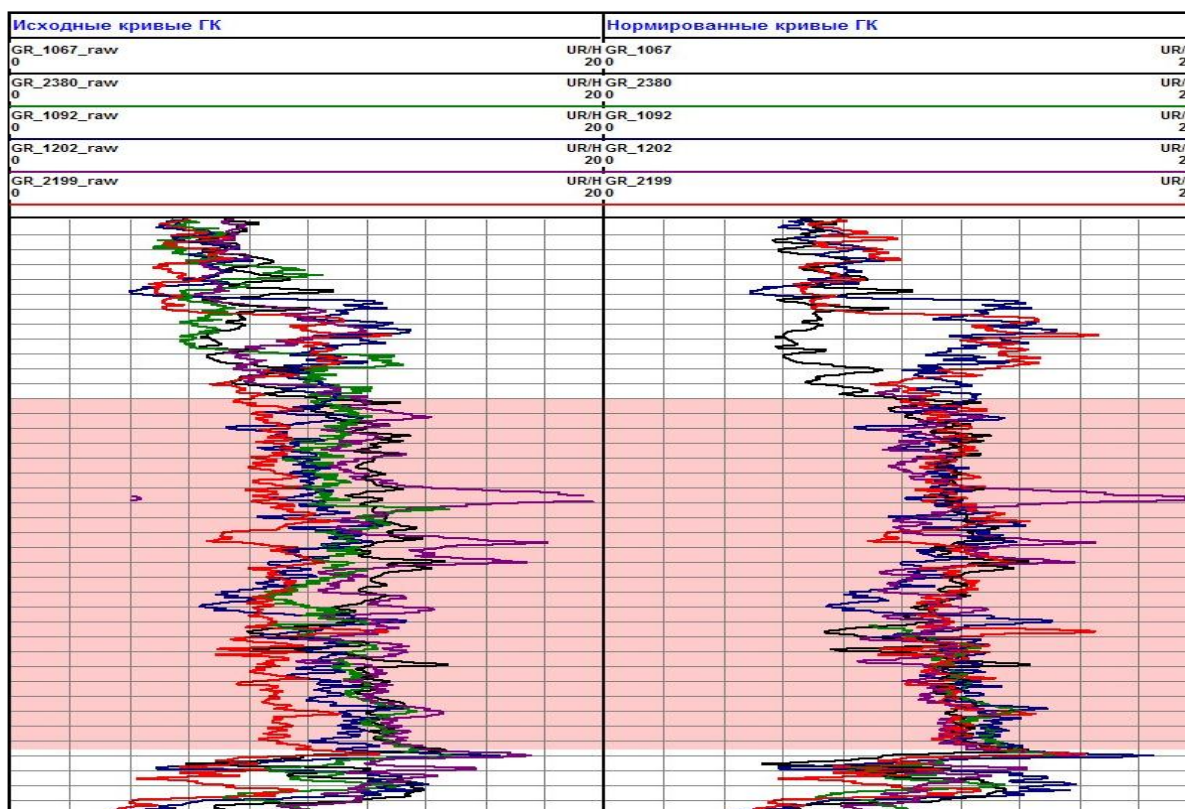


Рисунок 3.3 – Нормированные и ранее полученные кривые ГК (глины акшабулакской свиты)

Пример расхождения значений кривых ГК (GR) от общего уровня в пределах опорных пластов приведены на рисунок 3.3, 3.4. Процесс нормализации проведен с помощью программного комплекса LogTools. За опорные пласты при нормализации были взяты интервалы глин акшабулакской свиты и под горизонтом Ю-III.

Для задач корректной привязки скважинных данных к сейсмическому разрезу, а так же для проведения процедуры анализа технической целесообразности (АТЦ) была проведена нормализация кривых DTP, RHOV.

Основной принцип нормализации примененный к кривым DTP и RHOV, которые в дальнейшем использовались для расчета акустического импеданса и увязки сеймики, совпадает с методом нормализации кривой ГК (GR). За опорные пласты при нормализации были взяты глины под горизонтом Ю-III и акшабулакской свит. Примеры с нормированными и ранее полученными кривыми АК и ГК-П представлены на рисунках 3.5, 3.6.

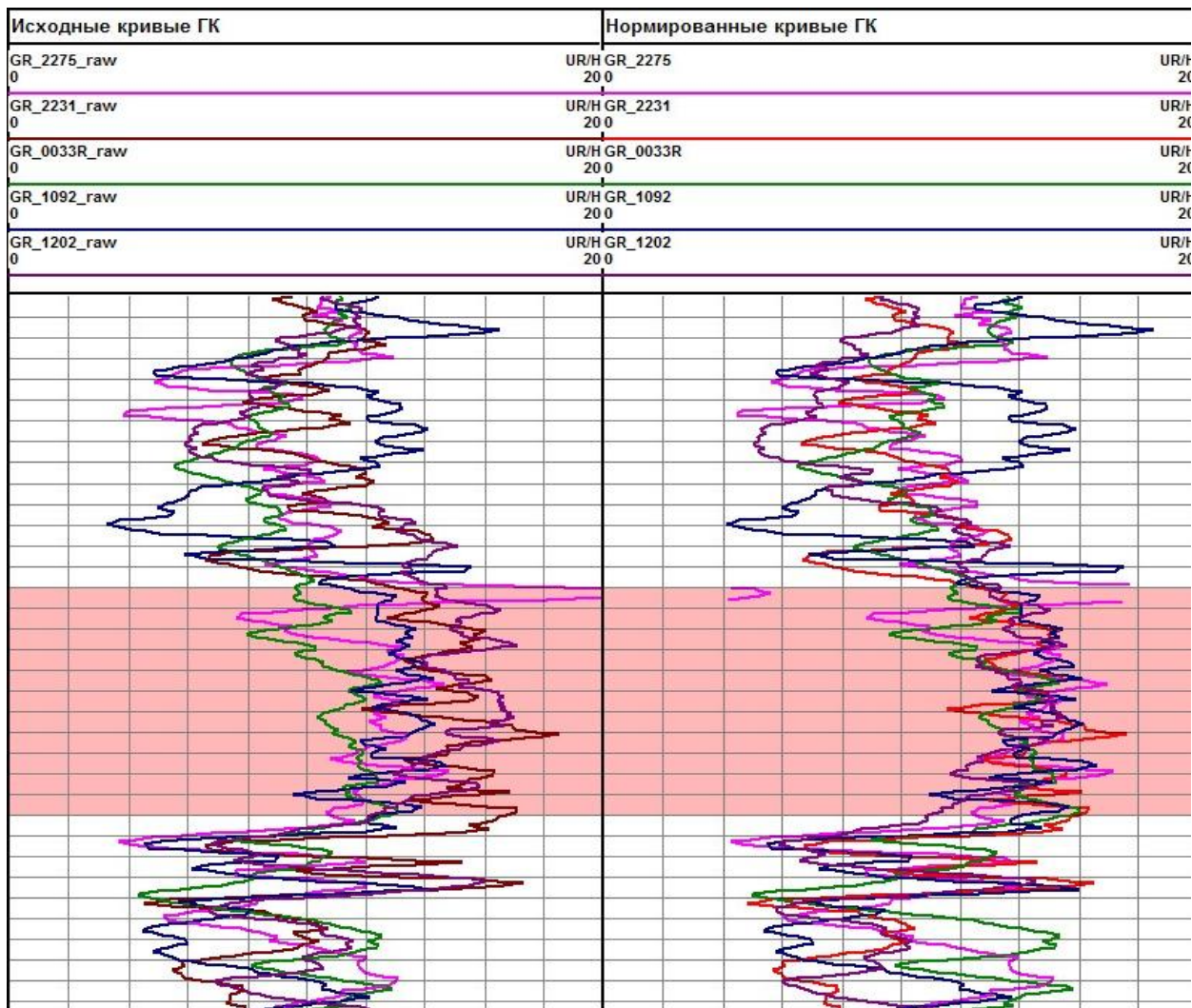


Рисунок 3.4 – Нормированные и ранее полученные кривые ГК (глины под горизонтом Ю-III)

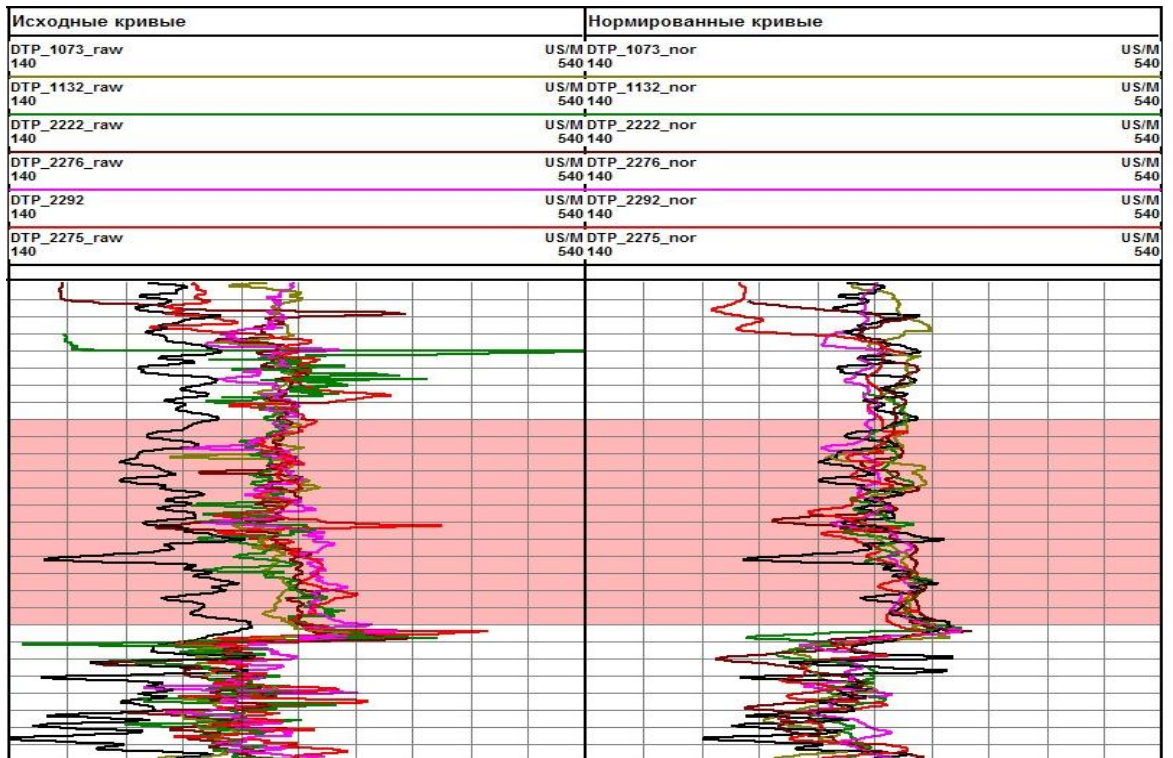


Рисунок 3.5 – Нормированные и ранее полученные кривые АК (глины акшабулакской свиты)



Рисунок 3.6 – Нормированные и ранее полученные кривые ГГК-П (глины акшабулакской свиты)

3.2 Методика интерпретации результатов геофизических исследований скважин

Одной из важнейших задач проекта была интерпретация фаций осадконакопления по данным ГИС. Основной базовый принцип интерпретации заключен в анализе трендов изменения гранулометрического состава в разрезе отложений на основе рассмотрения кривых каротажа GR и VCL.

Работы проводились в программном продукте TIGRESS с использованием модулей корреляции, расчетов, осреднения, гистограмм и карт построения.

За базовую схему интерпретации фаций была принята классификация форм кривых каротажа SP,GR, которая описана в учебнике «The Geological Interpretation of Well Logs». Данная схема состоит из трех принципиально разных и главных форм. Это формы Funnel, Block и Bell (Рисунок 3.7).

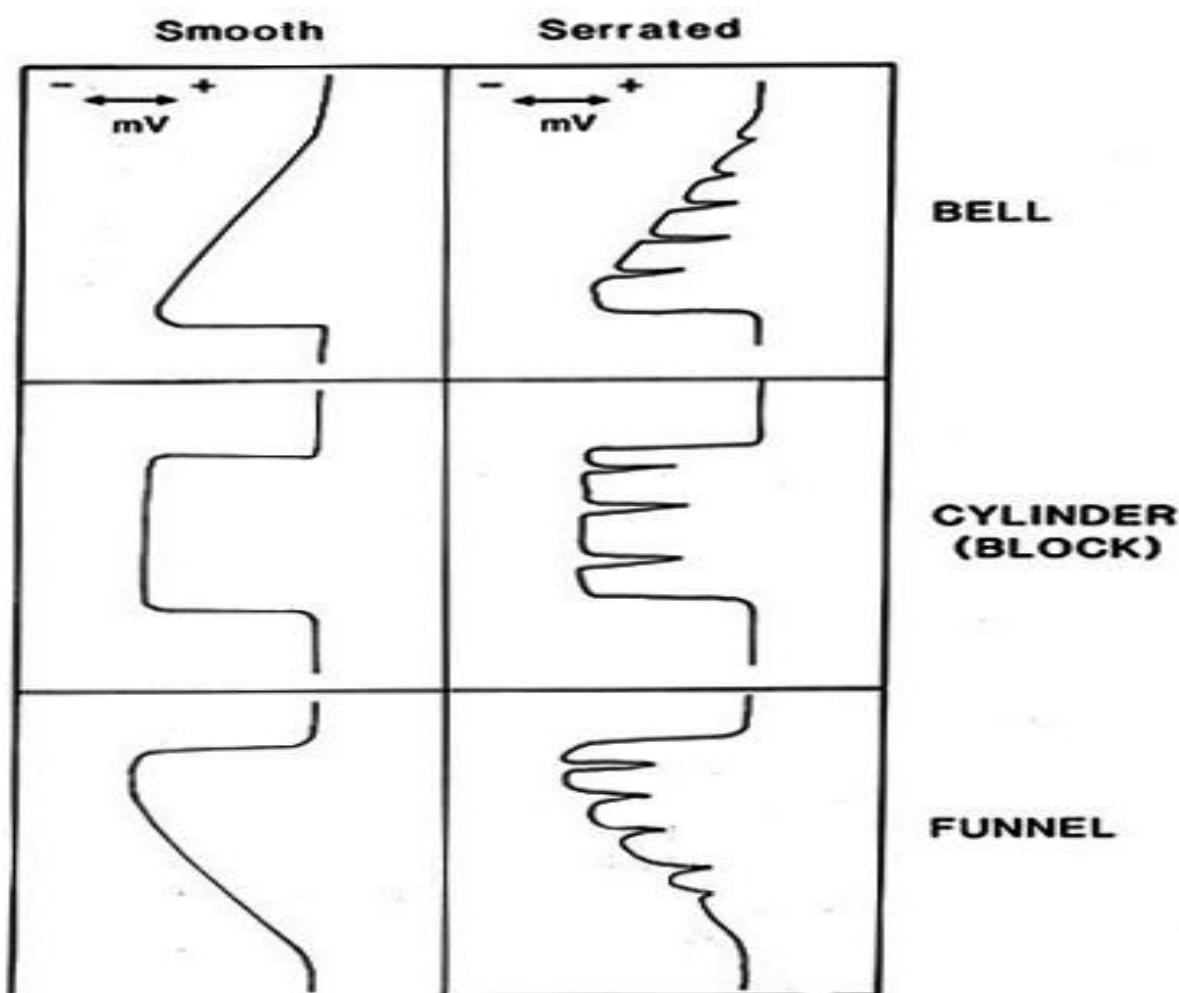


Рисунок 3.7 – Базовые геометрии форм кривых SP (ПС) и GR (ГК), используемые для фациальной интерпретации

Каждая из них показывает тренд изменения глинистости в разрезе скважины. Форма Funnel отвечает за уменьшение значений радиоактивности вверх по разрезу, форма Bell отвечает зоне увеличения значений GR вверх по разрезу и форма Block соответствует зоне предполагаемого коллектора со стабильным значением GR.

Главным условием возможности использования форм кривой GR для фациального анализа является предполагаемое косвенное изменение гранулометрического состава отложений в зависимости от глинистости через естественную радиоактивность.

Если такой зависимости не наблюдается, то использование форм GR не обосновано. Связано это с тем, что значения GR напрямую не отражают изменение гранулометрического состава, а отражают лишь содержание радиоактивных минералов, которых обычно больше в глинистых отложениях. Но бывают и исключения. Например, песчаники с содержанием калиевого полевого шпата будут иметь естественную завышенную радиоактивность. Поэтому одним из главных условий использования форм кривой GR является выявление закономерной изменчивости параметра GR от гранулометрического состава отложений (рисунок 3.8).

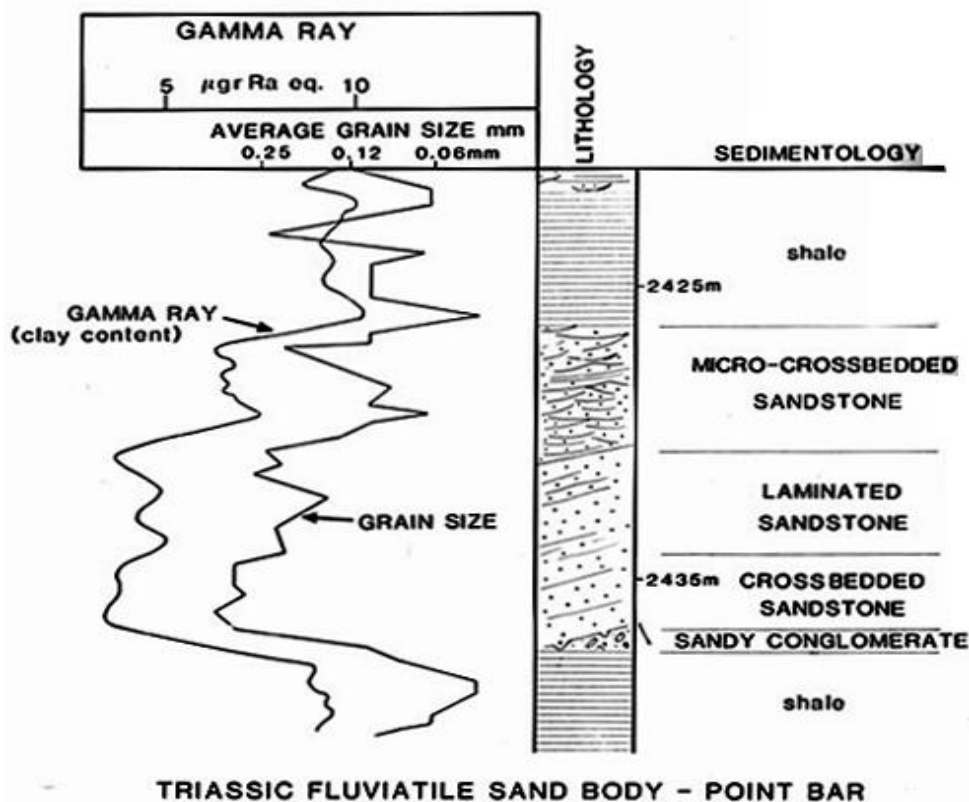


Рисунок 3.8 – Использование анализа тренда параметра кривой GR обосновано при наличии связи с гранулометрическим составом

3.3 Определение глинистости

Оценка глинистости в терригенных отложениях весьма важна при расчетах пористости пластов коллекторов. Традиционный метод для оценки глинистости по методу ГК в рассматриваемых отложениях не всегда дает положительные результаты, так как по ГК отмечены высокие показания, не связанные с литологией. Поэтому глинистость оценивалась по методам ГК и ПС, как в комплексе так и отдельно.

В ряде скважин проведен гамма-спектрометрический каротаж (СГК).

Расчет *объемной глинистости по методу ГК (СГК)* проводился с использованием формул В.В.Ларионова:

$$K_{гг} = 0.33 * (2^{(2+\Delta GK)} - 1) \quad (1)$$

ΔGK - двойной разностный параметр ГК, который рассчитывался по формуле:

$$\Delta GK = (GK - GK_{мин}) / (GK_{макс} - GK_{мин}) \quad (2)$$

GK - значения ГК, мкР/час или gAPI;

GK_{мин} - значение ГК в чистом пласте;

GK_{макс} - значение ГК в глине.

По методу ПС глинистость рассчитывалась по следующей формуле

$$K_{гг} = 1 - (СП_{гл} - СП) / (СП_{гл} - СП_{мин}) \quad (3)$$

СП_{гл} - показания СП в глинах, мВ;

СП_{мин} - показания СП в «чистых» неглинистых породах, мВ.

Также для расчета $K_{гг}$ использовали и метод БК (ИК), в основном в горизонте М-П.

Глинистость по БК или ИК ($K_{гг_Rt}$) в продуктивных частях разреза определялась по следующему алгоритму:

$$K_{гг_Rt} = (Rt_{гл} / Rt) * (Rt_{макс} - Rt) / (Rt_{макс} - Rt_{гл}) \quad (4)$$

Rt_{гл} – сопротивление глин, Ом;

Rt_{макс.} – сопротивление чистых неглинистых пластов, Ом;

Rt – значения кривой БК (ИК), Ом.

Там, где были определены гранулометрический анализ на образцах керна, для достоверности определения глинистости по ГИС проверялось сопоставлением керновых данных с ГИС.

Таким образом при расчете глинистости по скважинам использовалась связь с тем геофизическим методом, который наиболее отображал литологию. Выбор геофизического параметра проводилась в программе определения глинистости выключением или включением выбранного метода (рисунок 3.9)

Zone #	Gr Use	Gr Clean	Gr Clay	Gr Method	SP Use	SP Clean	SP Clay
1		4.	11.	Curved		174.	298.
2		5.	11.	Curved		74.	305.
3		7.	11.	Curved		34.	279.
4		7.	16.	Curved		117.	318.
5		7.	11.	Curved		34.	318.

Рисунок 3.9 - Пример выбора геофизического метода при определении глинистости

Пример расчета глинистости по ГИС в программе «IP» приведен на рисунке 3.10, где наглядно показано, в какой зоне использовали тот или иной метод

3.4 Определение литологии и коэффициента пористости

Для предварительной оценки литологического состава и пористости были использованы кросс-плоты методов ННК-ГГК и ННК-АК (в случае сильного размыва стенок скважины), при помощи палеток заложенных в алгоритм программы «IP». Для расчета пористости использовались кривые каротажа пористости- ННК, ГГКп и АК.

В качестве входных данных были использованы следующие петрофизические константы:

$\Delta T_{ск} = 175 \text{ мкс/м}$ - значение интервального времени в скелете породы;

$\Delta T_{ж} = 610 \text{ мкс/м}$ - значение интервального времени в жидкости, заполняющей поровое пространство;

$\Delta T_{гл} = 360-345 \text{ мкс/м}$ значение интервального времени в глинах;

$\delta_{ск} = 2,65 \text{ г/см}^3$ - минеральная плотность породы для верхних горизонтов М-0-1-5; для горизонта М-II $\delta_{ск} = 2,7 \text{ г/см}^3$ и $2,68 \text{ г/см}^3$ для юрских отложений.;

$\delta_{ж} = 1,0 \text{ г/см}^3$ - плотность жидкости, заполняющей поровое пространство;

$\delta_{глин} = 2,35 \text{ г/см}^3$ плотность глины.

Пористость в скважине рассчитывалась и принималась по тому методу

пористости, который наиболее достоверно отображает литологию разреза, а также исходя из комплекса (наличие метода), проведенного в исследуемой скважине и его качества. Там где не проведен метод ГГКп, пористость рассчитана по комплексу ННК-АК. В скважинах где в виду сильного размыва ствола скважины, пористость определена по комплексу ННК-АК.

Как видно из рис 3.11 основная область точек в интервале коллектора находится на линии песчаников. В горизонте М-II по данным описания керна встречаются прослой конгломератов, сцементированных карбонатным цементом, такие точки располагаются на линии известняка (отмечено красным кружком).

Достоверность расчетов величин пористости по ГИС проверялась сопоставлением с керновыми данными. Строили графики типа «Кп керн-КпГИС» по результатам поточечного сопоставления значений пористости по ГИС со значениями пористости по керну, приведенные на рисунке 3.12.

Полученные результаты интерпретации хорошо сопоставимы с данными анализа керна, что является доказательством правильности выбранной модели и параметров. На рисунке 3.12 видно, что точки располагаются равномерно от линии сопоставления, методического завышения или занижения пористости по ГИС не наблюдается.

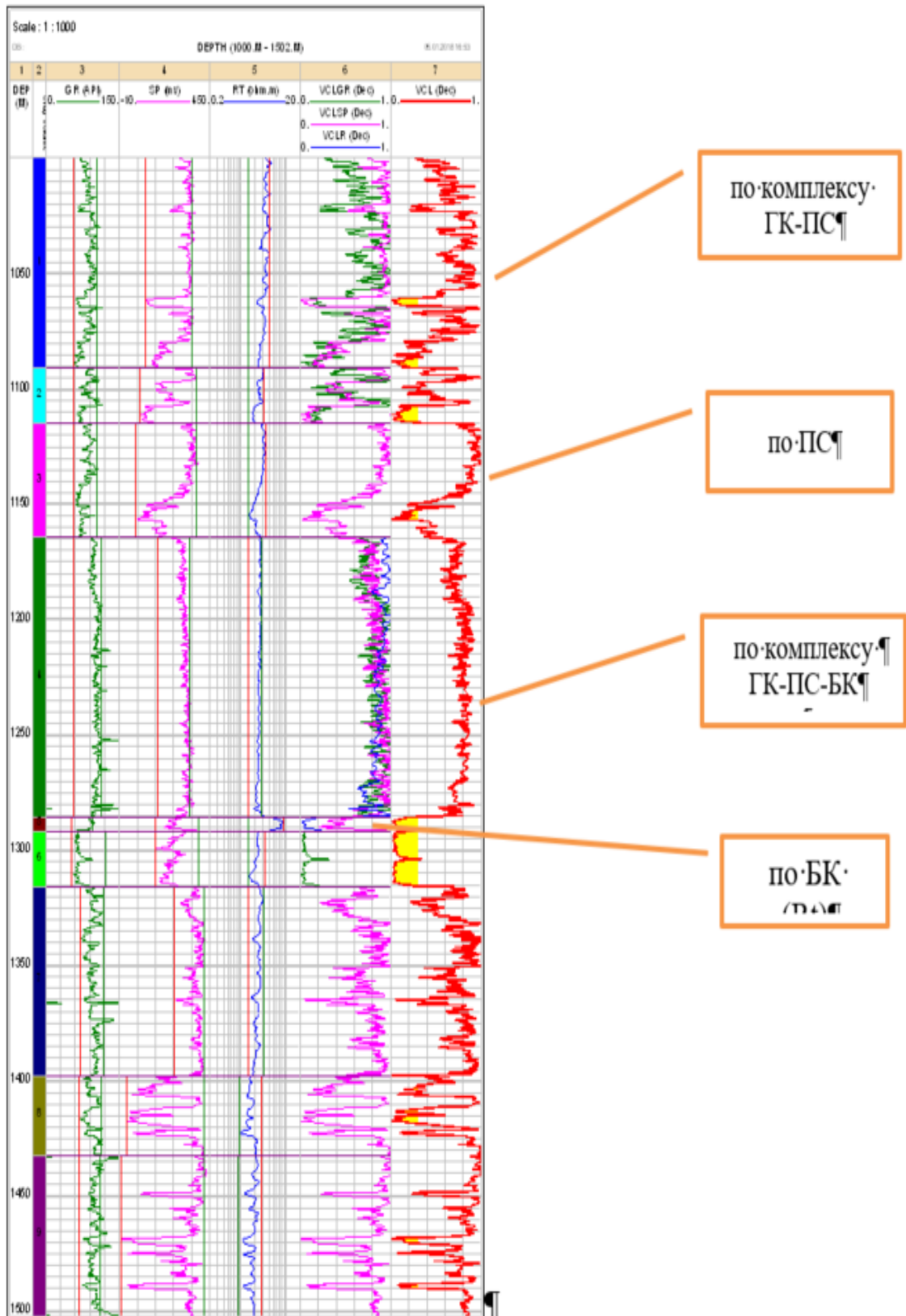


Рисунок 3.10 – Пример расчета глинистости-Кгл (VCL) в программе IP

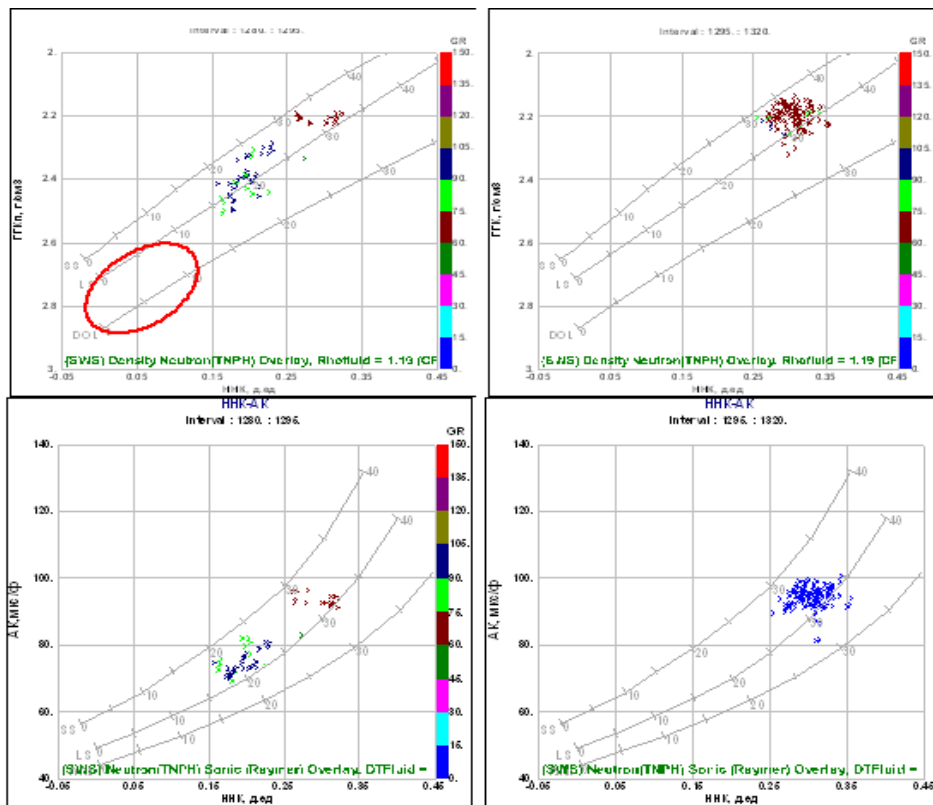
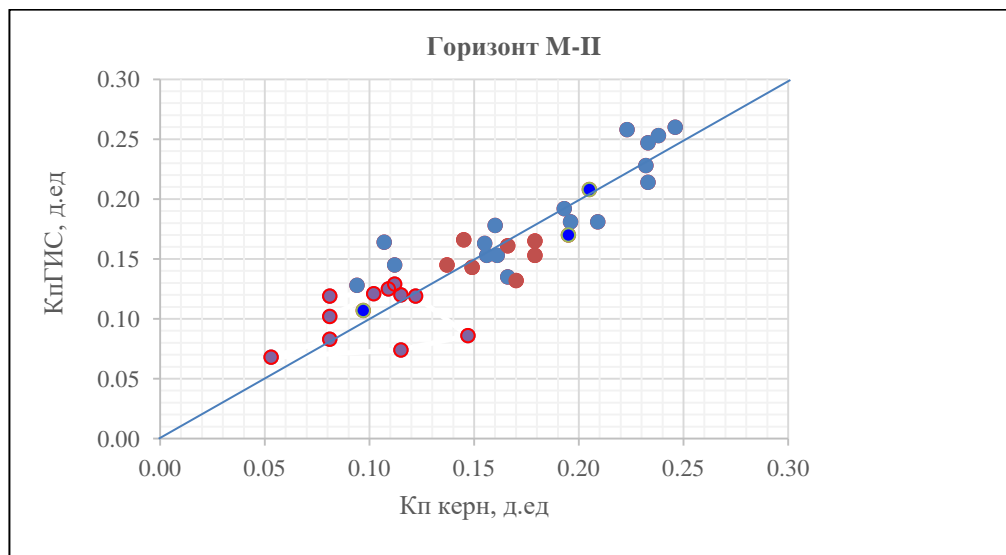
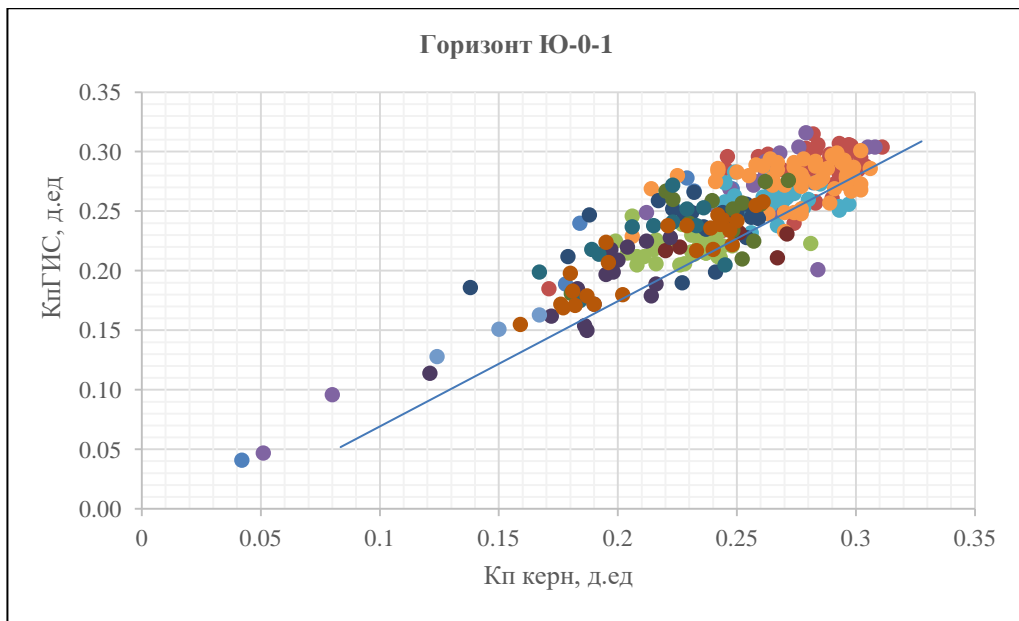


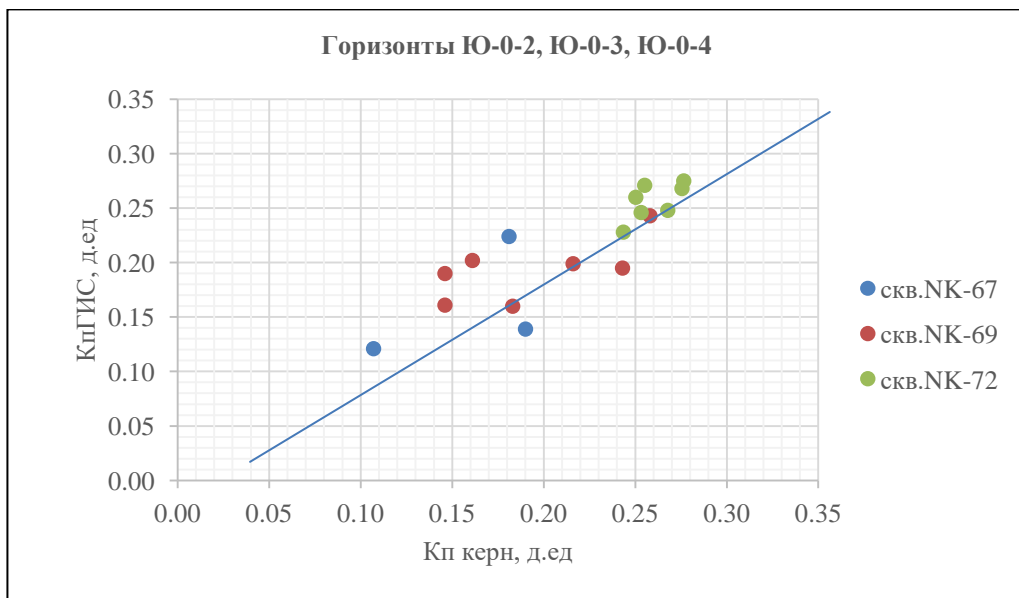
Рисунок 3.11 – Определение пористости с учетом литологии по комплексу ННК-ГГК и ННК-АК



a)



б)



в)

Рисунок 3.12 – Графики сопоставления Кп керн-Кп ГИС по горизонтам

Отклонение пористости по керну от линии сопоставления в некоторых случаях объясняется тем, что керн в основном представлен слабосцементированными породами, в некоторых образцах частично были нарушены первичные структурные пластовые условия.

Сопоставление Кпкерн с КпГИС приведено также и на графических планшетах по скважинам, где были проведены анализы.

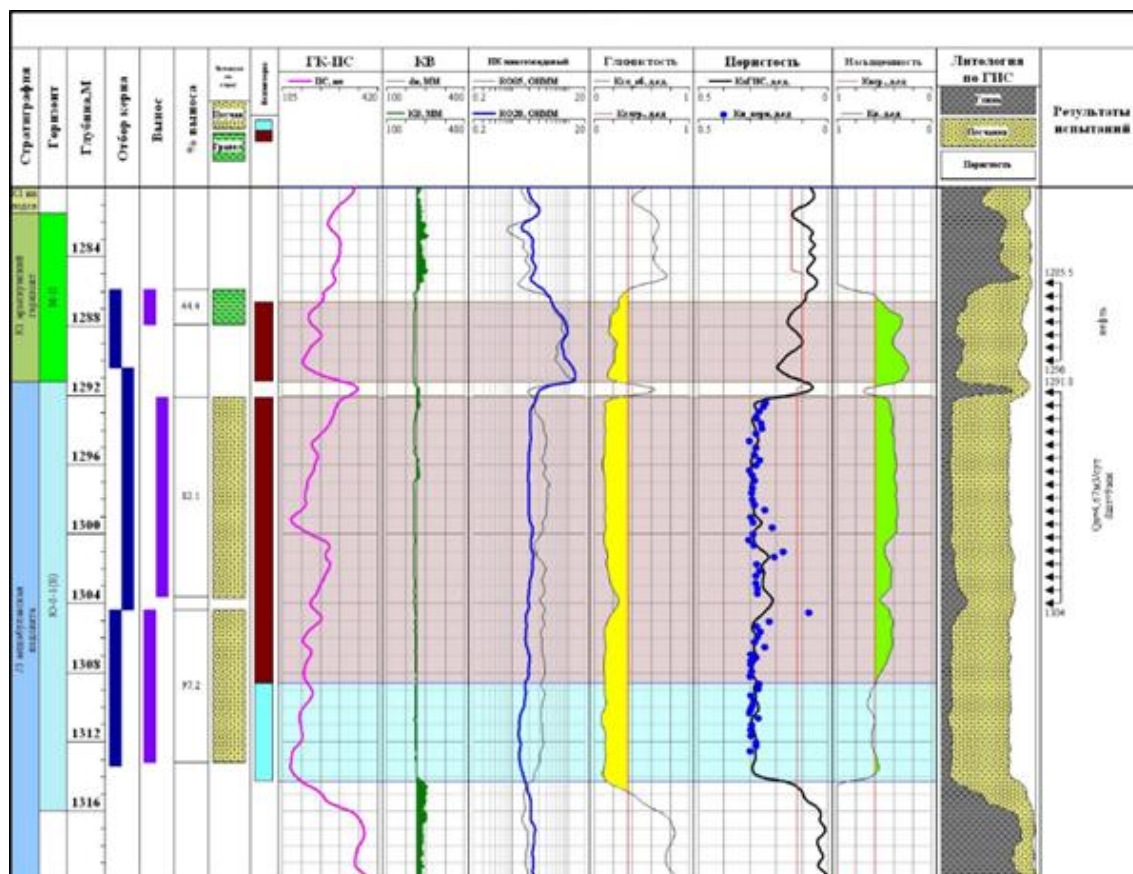


Рисунок 3.13 – Сопоставление данных Кп керн и КпГИС

3.5 Оценка коэффициента насыщенности

Значение коэффициента нефтегазонасыщенности пород рассчитывали по соотношению:

$$K_{нг} = 1 - K_v \quad (5)$$

Коэффициент водонасыщенности (K_v) по данным ГИС рассчитывалось по уравнению Арчи:

$$K_v = (a \cdot \rho_{в} / K_p^m R_p)^{1/n} \quad (6)$$

- $\rho_{вп}$ -сопротивление интерпретируемого пласта при 100% водонасыщенности;
- K_p - коэффициент пористости, оцененный по ГИС;
- ρ_p - истинное УЭС пласта в непромытой зоне по БК или ИК;
- $\rho_{пл.в}$ - УЭС пластовой воды, Омм

Расчет сопротивления пластовой воды проводился по соответствующей палетке, исходя из данных минерализации и пластовой температуры.

Для верхних меловых горизонтов М-0-1-5, УЭС пластовой воды при минерализации 25,2г/л и температуре пласта 48°С принято равным 0,16Омм. Для арыскумского горизонта М-II, при температуре 50°С и минерализации 42,0г/л, рпл.в=0,085Омм, для юрских отложений рпл.в=0,075Омм.

Сопротивление пласта определяли по индукционному или боковому каротажу, исходя из наличия каротажа в разрезе скважины.

Коэффициент водонасыщенности (Кв) определялся с использованием эмпирических связей относительного сопротивления с пористостью пород $R_p=f(K_p)$ и коэффициента увеличения сопротивления с водонасыщенностью $R_H=f(K_v)$, построенных по результатам исследований керна данного месторождения (глава 6).

Для горизонтов М-0-1-5 петрофизические зависимости взяты по аналогии с месторождением Бектас.

Зависимости имеют следующий вид:

Горизонты М-0-1-М-0-5: $R_p = 0,64 * K_p^{-1,78}$; $R_H = 1,067 * K_{vo}^{-1,85}$;

Горизонт М-II: $R_p = 0,98 * K_p^{-1,63}$; $R_H = 1,02 * K_{vo}^{-1,88}$;

Горизонты Ю-0-1 - Ю-0-4

$R_p = 0,9385 * K_p^{-1,697}$; $R_H = 0,998 * K_{vo}^{-1,585}$;

3.6 Определение газонефтяного и водонефтяного контактов по ГИС

Контакты газ-нефть, нефть-вода определялись по данным опробования и по комплексу методов ГИС.

Прямой газонефтяной контакт в скважинах не подсечен, выделяемые газонасыщенные толщины в скважинах отделены от нефтенасыщенных глинистым пережимом. ГНК принят по данным опробования.

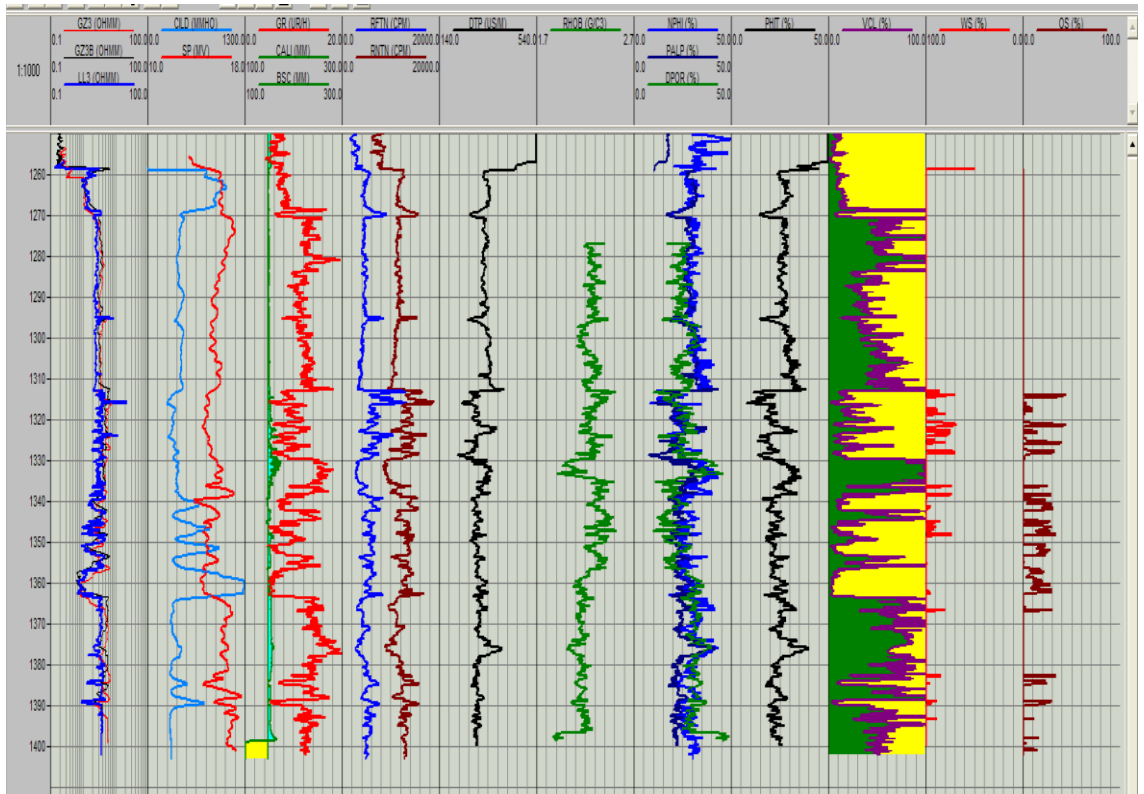


Рисунок 3.14 – Скважина №2229

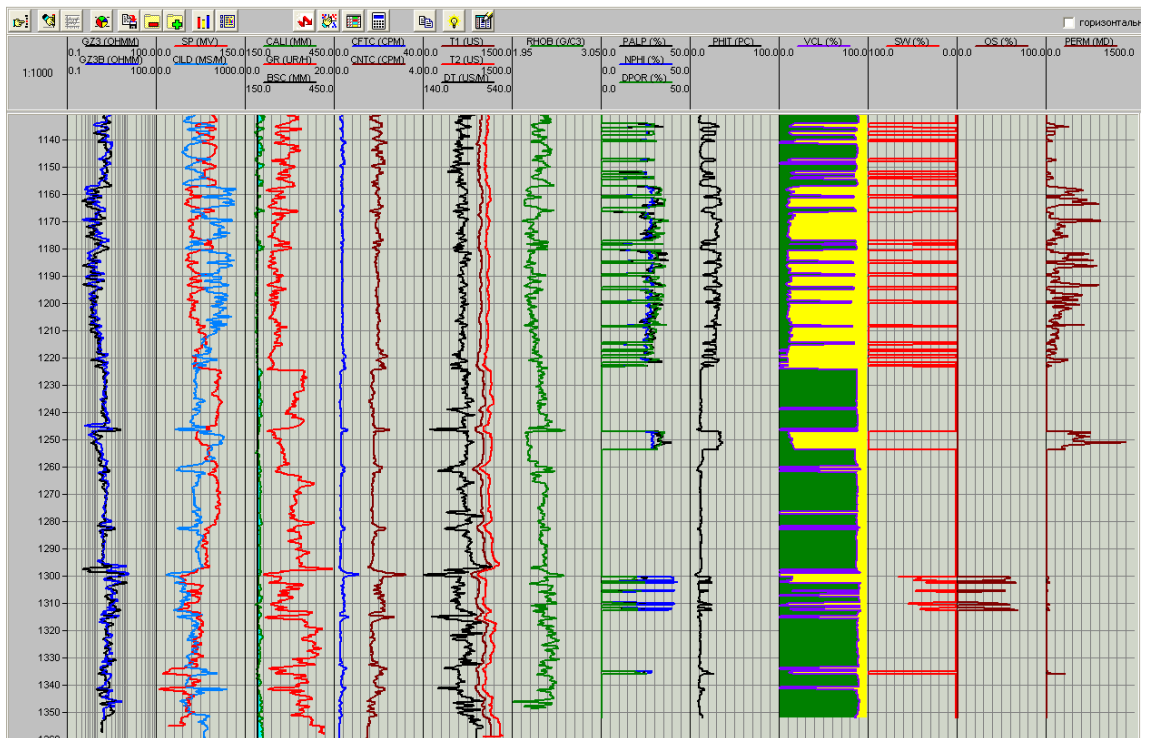


Рисунок 3.15 – Скважина №2238

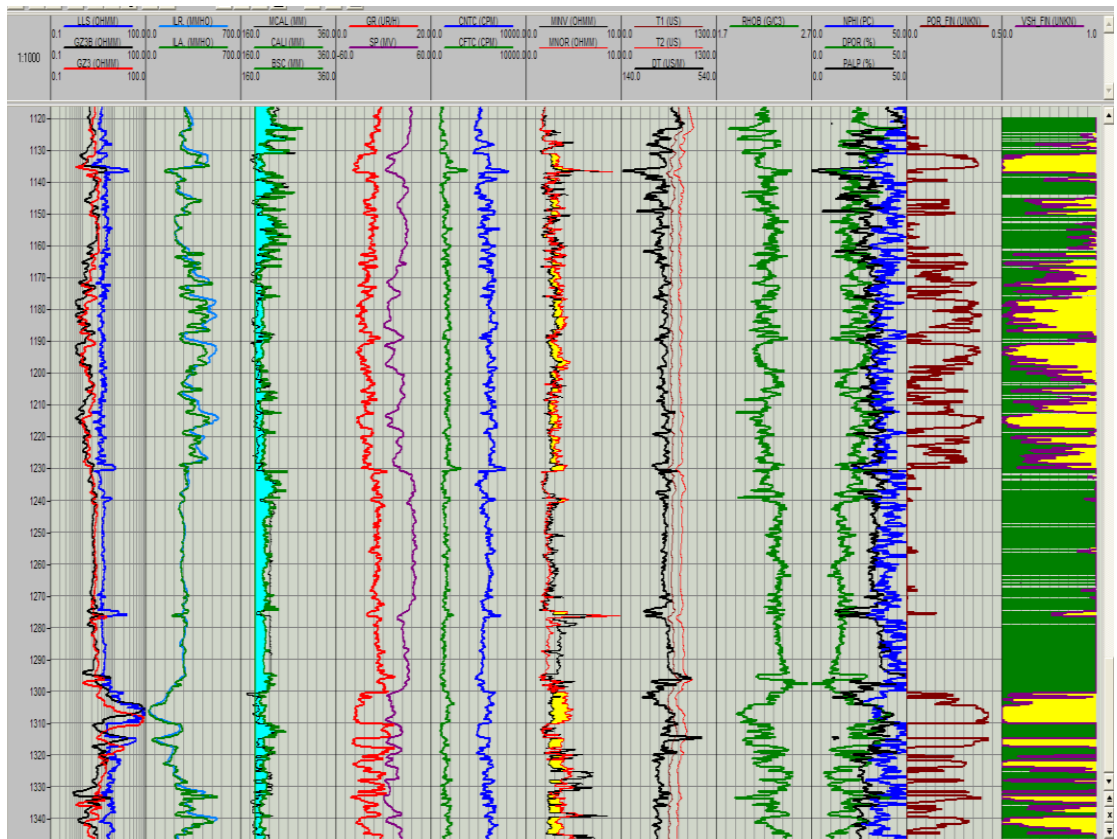


Рисунок 3.16 – Скважина №2212

4 Результаты исследований

4.1 Отбивки номенклатурных горизонтов

Исходные отбивки номенклатурных горизонтов, загруженные из проекта Petrel, имелись для 131 скважины из 208 рассматриваемых. Также в процессе анализа разреза была выявлена их недостаточная коррелируемость и систематичность.

Между подошвой и кровлей последующего горизонта имеется разрыв, которым обычно разделяли глинистые слои, однако в силу того, что данные глинистые слои не имеют хорошей латеральной выдержанности (особенно между Ю-II и Ю-III), исключение их из разреза горизонтов не оправдано. В результате такого подхода возникают существенные ошибки в разбивке зон.

Например, в скважине 2166 «обрезав» зону глин между Ю-I и Ю-II и пытаясь сохранить мощность Ю-II, отнесли нижний коллектор (1337-1341м) в зону Ю-II. В то время как подобный коллектор (схож по форме GR, DTP, LL3) в соседней скважине 2183 был ранее отнесен к зоне Ю-III.

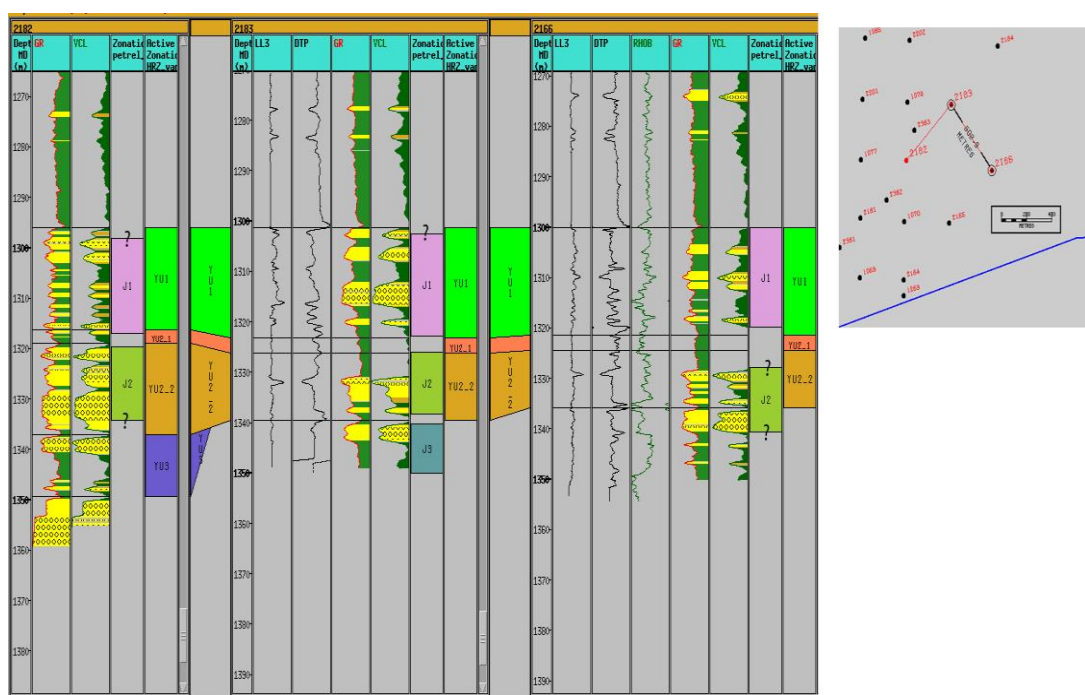


Рисунок 4.1 – Корреляционная панель иллюстрирующая положение отбивок – изначальных (зона под названием Petrel) и модифицированная (HRZ_var). Вопросительным знаком выделены отбивки, которые наиболее некорректны

В целом имеется два хороших опорных маркера, выделение которых не вызывает особых трудностей. Это кровля горизонта Ю-I и подошва горизонта Ю-III. Кровля Ю-I отбивается по пиковому увеличению кривых GR и DTP. Подошва Ю-III выделяется по изменению уровня DTP, RHOB и

по пику на кривой GR. Несомненным недостатком предоставленных отбивок является и такой случай, что в некоторых скважинах кровля Ю-I проведена или по середине коллектора (скв.2183) или без учета корреляционных признаков (скв.2182). Случай проведения отбивки в пределах неразрывного коллектора не единичен. Например, подошва Ю-II в скважине 2182.

Учитывая выше приведенные сложности, которые мы увидели в изначальных отбивках, было принято решение об их модернизации и интерпретации в тех скважинах, где они отсутствовали. Качественное и верное определение границ горизонтов очень важно для последующих видов анализа, таких как определение фациальной изменчивости внутри каждой зоны, определение латеральной изменчивости коллекторов, а также для точного построения структурных карт путем привязки к сейсмическим данным.

Процедура интерпретации и модернизации проводилась по корреляционным признакам, форме и уровню кривых LL3, DTP, RHOV GR и VCL.

Стоит отметить, что в модернизированном варианте были исключены отбивки для самого нижнего горизонта при условии, если на каротажных данных отсутствует подошва этого горизонта. Сделано это для того, чтобы исключить ошибочную увязку между скважинной отбивкой и сейсмическим горизонтом.

4.2 Результаты анализа керна

Данные анализа керна были предоставлены в табличном виде, в котором были указаны: интервал отбора керна, лабораторный номер образца, общее литологическое описание образца, и результаты анализа (пористость, плотность породы, гранулометрический состав, карбонатность, проницаемость) и код организации исполнителя.

Существенной ценностью этого материала был факт наличия гранулометрического анализа, который можно было использовать при фациальной интерпретации. Однако, в таблице нет указания глубины отбора образца, указан только интервал отбора, который может варьировать от 1 до 7 и более метров. (

Рисунок 4.2). При таком положении затруднительно проводить сравнение результатов анализа керна с каротажными параметрами. Замеры гамма радиоактивности по керну отсутствуют.

Из более поздних материалов имеется материал по анализу керна для скважин 1059, 1067. Наиболее важный и информативный материал предоставлен по скважине 1067, который включал результаты анализа, фотографии среза и хорошую увязку с каротажными данными (смещение проведено от 0.4 м до 1.3) (

Рисунок 4.4.3). Керн из скважины 1059 не относится к интересующим горизонтам Ю-I – Ю-III.

Схе.	Интервал отбора		Лабора- торный номер	Описание образцов
	керна, м			
	верх	низ		
29	1302,6	1308,6	394	глина сип\песч
29	1302,6	1308,6	395	песчаник сип\гл
29	1310,5		396	глина т\сер,креп
29	1311		397	глина т\сер,креп
29	1312		398	глина т\сер,креп
29	1313		399	глина т\сер,креп
29	1325		400	песчаник ал-гл,карб
29	1325		401 а	песчаник гл- ал,карб
29	1327		402	алевролит гл-песч, сл\карб
29	1327		403	песчаник гл- ал
29	1327		404	песчаник гл- ал
27	1306	1313	363	песчаник ал-гл
27	1306	1313	364	песчаник гл
27	1306	1313	365	песчаник
27	1306	1313	366	песчаник гл
27	1306	1313	367	песчаник гл
27	1306	1313	368	песчаник сл\гл
27	1306	1313	369	песчаник
27	1306	1313	370	песчаник ал-гл
27	1306	1313	371	песчаник гл- ал
27	1306	1313	372	песчаник ал-гл
27	1306	1313	373	глина песч-ал
27	1306	1313	374	песчаник гл- ал
27	1306	1313	375	глина ал
27	1306	1313	376	глина песч-ал
27	1306	1313	377	глина ал-песч
27	1313	1319	378	глина сип-ал,карб
27	1313	1319	379	алеврит сип\гл, сип\карб
27	1313	1319	380	глина песч-ал, сип\карб

Рисунок 4.2 – Пример таблицы с анализом керна по данным 1987г. Отсутствует глубина отбора образцов. Привязка к каротажу затруднительна

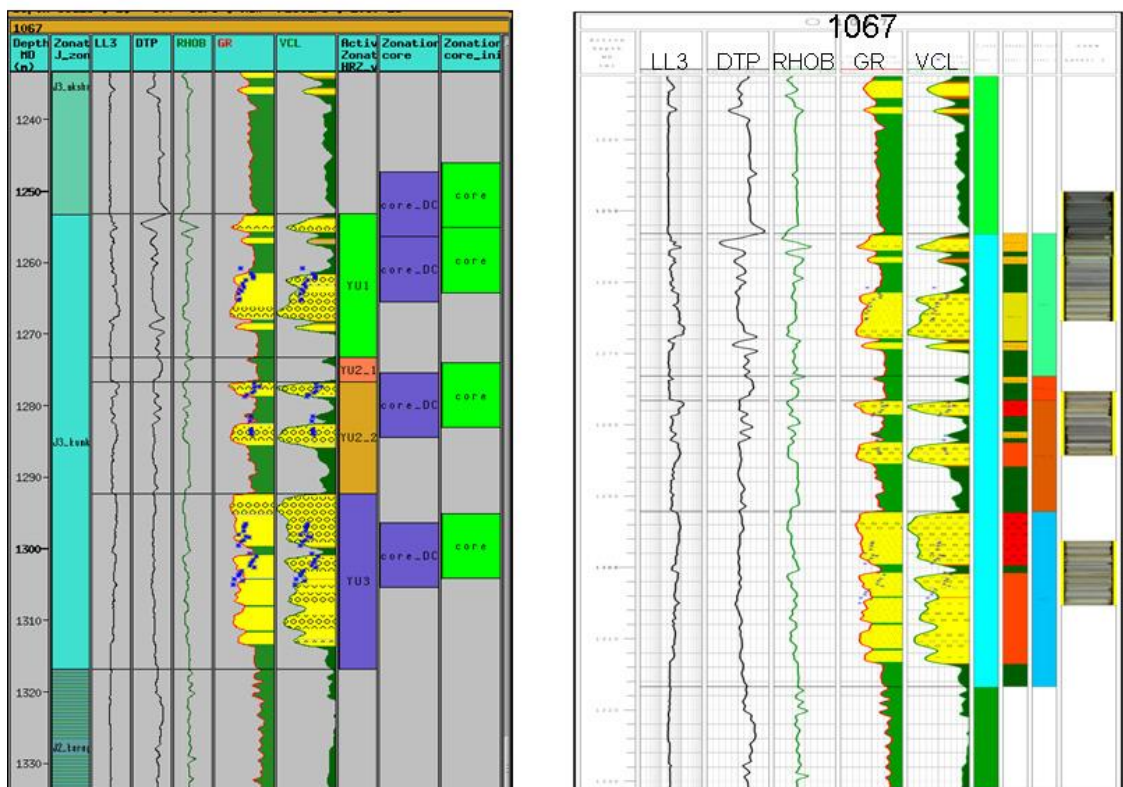


Рисунок 4.3 – Скважина 1067. Интервалы керна увязаны с каротажными данными. Показано смещение вниз на 1.3 м

4.3 Анализ зависимости изменений значений GR и VCL от гранулометрического состава

Данные гранулометрического состава отложений для рассматриваемого разреза были предоставлены по скважинам из старого фонда 1987г и по скважине 1067.

Наиболее корректный анализ проведен по данным из скважины 1067, так как в ней имеется достаточно хорошая привязка керна к каротажным данным по глубине.

Первоначально была проведена категоризация гранулометрического состава по преобладающему процентному содержанию той или иной фракции в образце:

- 0,25-0,5 - среднезернистый песчаник (MSST)
- 0,1 – 0,25 - мелкозернистый песчаник (FSST)
- 0,01 – 0,1 - алевролит (Silt)
- <0,01 - глины (clay)

После были построены графики иллюстрирующие зависимость значений GR и VCL от гранулометрического состава (

Рисунок 4.4).

На графике отчетливо видно, что образцы глин имеют значение GR – выше 11, значение VCL – выше 80.

-Образцы алевритовой фракции имеют значения GR –от 6-7 до 11, значение VCL –20-30.

-Образцы мелкозернистого песчаника имеют значения GR –до 6-7, значение VCL – ниже 20-30.

Результаты сравнительного анализа по скважине 1067 подтверждают существование зависимости между значениями GR, VCL и граулометрическим составом.

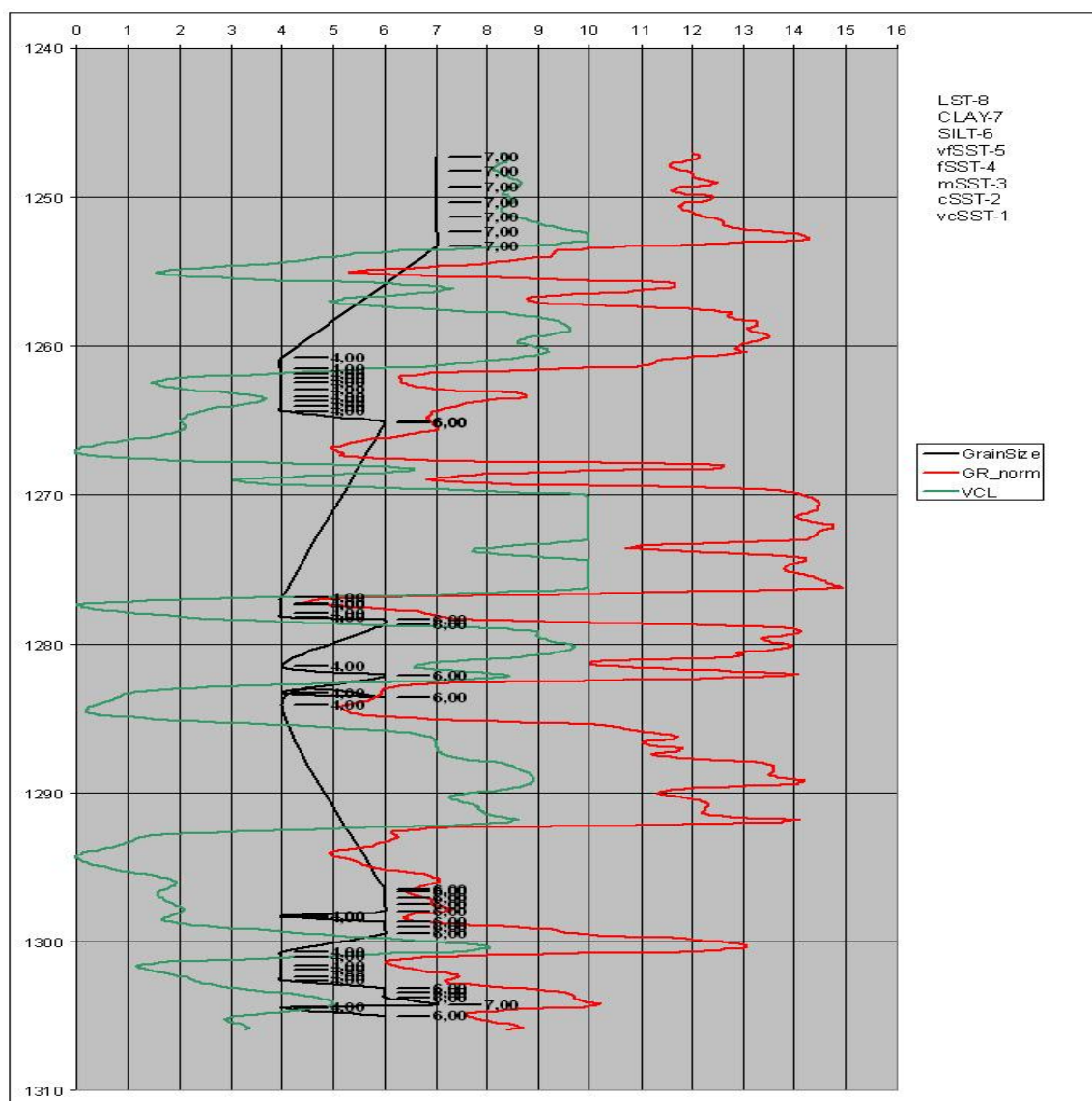


Рисунок 4.4 – Скважине 1067. График зависимости значений кривых GR (нормированной) и VCL от граулометрического состава

Подобный сравнительный анализ был проведен также для скважин из старого фонда, где отсутствовала уверенная привязка данных по глубине. Чтобы уменьшить вероятность ошибки в анализ были включены лишь

параметры гранулометрического состава по самому верхнему образцу из каждого интервала отбора.

Сравнительный анализ по скважине 2с (

Рисунок 5) свидетельствует о следующем:

-Образцы глин имеют значение GR – выше 10, значение VCL – выше 80-90.

-Образцы алевритовой фракции имеют значения GR –от 6-8 до 10, значение VCL –40-60.

-Образцы мелкозернистого песчаника имеют значения GR –5-6, значение VCL – 20-40.

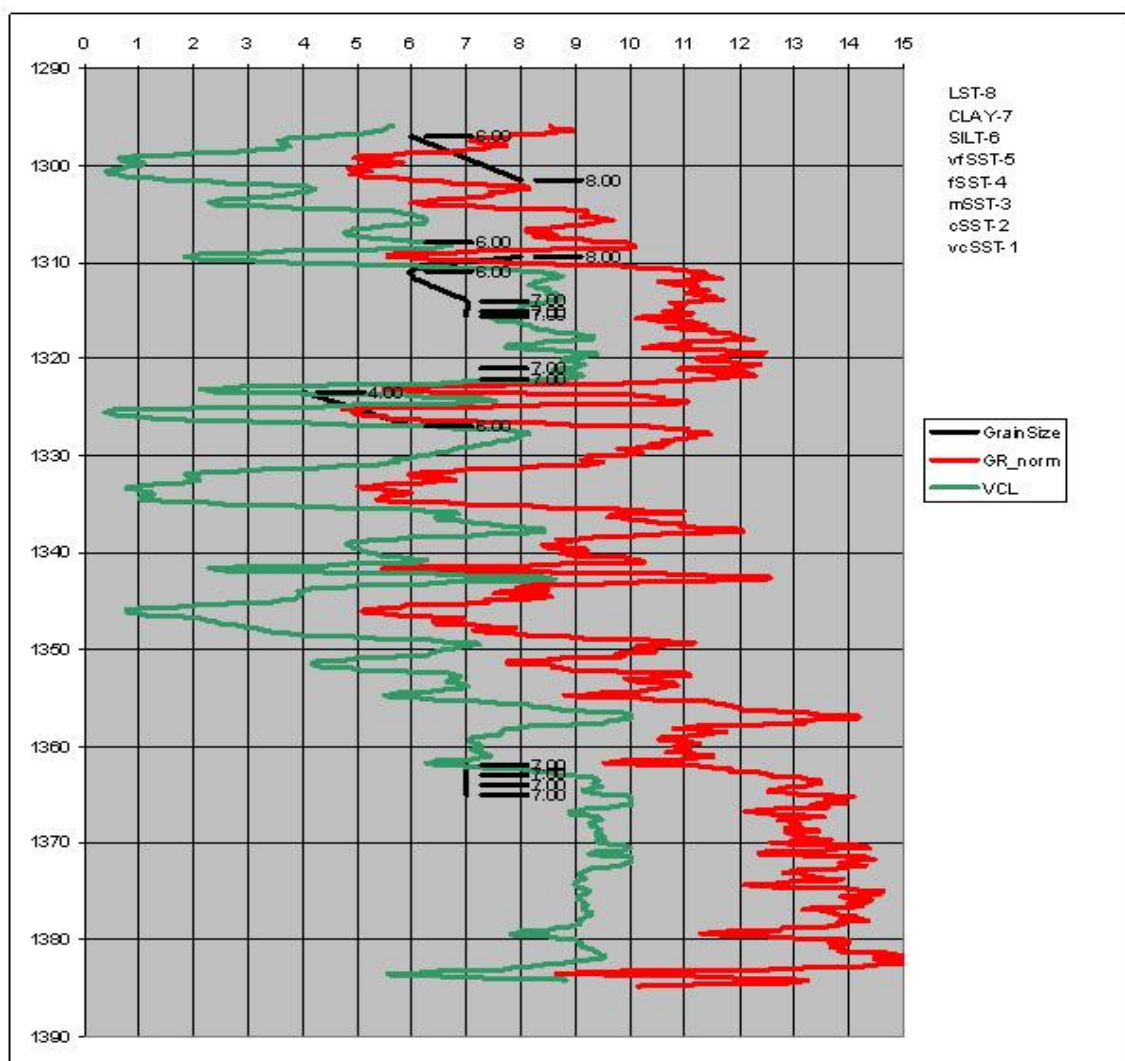


Рисунок 4.5 – Скважине 2с. График зависимости значений кривых GR (нормированной) и VCL от гранулометрического состава

Сравнительный анализ по скважине 3с (

Рисунок 6) свидетельствует о следующем:

-Образцы глин имеют значение GR – выше 12-14, значение VCL – выше 70-90.

-Образцы алевритовой фракции имеют значения GR – 7-9 , значение VCL – 30-60.

-Образцы мелкозернистого песчаника имеют значения GR – 6-7, значение VCL – 10-30.

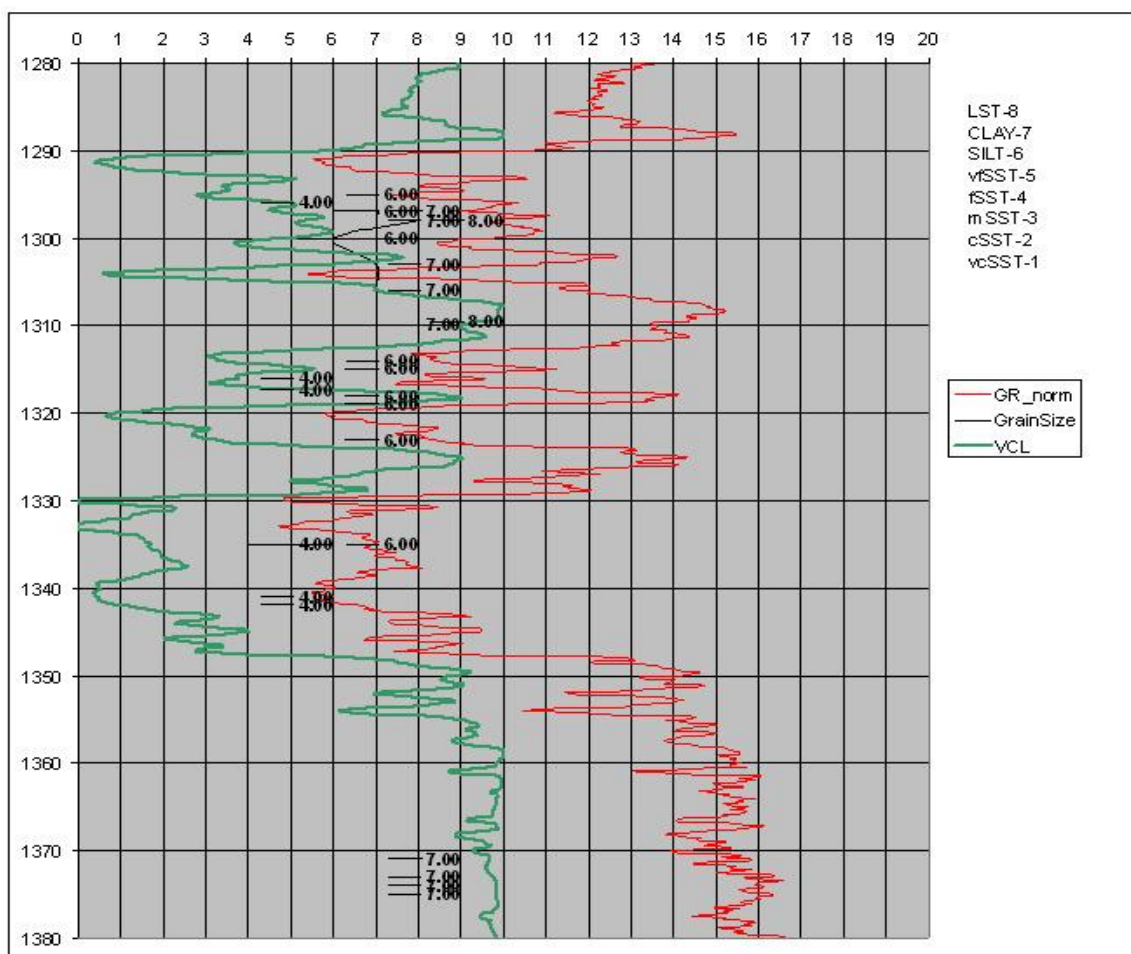


Рисунок 4.6 – Скважине 3с. График зависимости значений кривых GR (нормированной) и VCL от гранулометрического состава

Сравнительный анализ по скважине 27 (

Рисунок 7) свидетельствует о следующем:

-Образцы глин имеют значение GR – выше 9-10, значение VCL – выше 40-100.

-Образцы алевритовой фракции отсутствуют

-Образцы мелкозернистого песчаника имеют значения GR – 6-7, значение VCL – 20-30.

Сравнительный анализ по скважине 29 (

Рисунок 4.8) свидетельствует о следующем:

-Образцы глин имеют значение GR – выше 9-10, значение VCL – выше 70-80.

-Образцы алевритовой фракции имеют значение GR – выше 7-8, значение VCL –40-50.

-Образцы мелкозернистого песчаника имеют значения GR –5-6, значение VCL – 0-10.

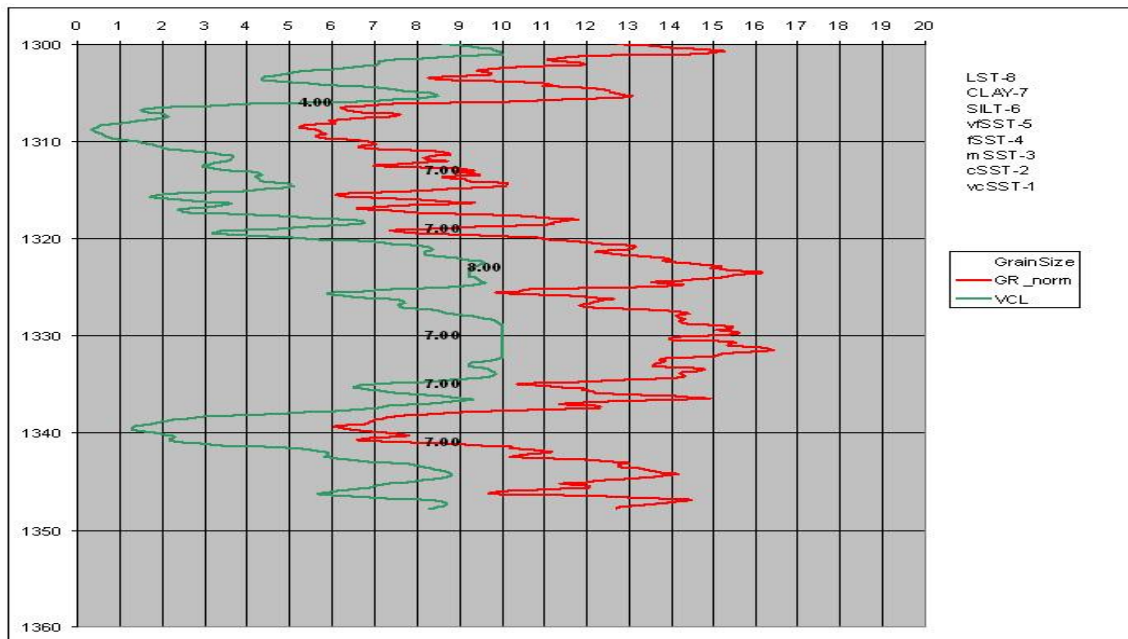


Рисунок 4.7 – Скважине 27. График зависимости значений кривых GR (нормированной) и VCL от гранулометрического состава.

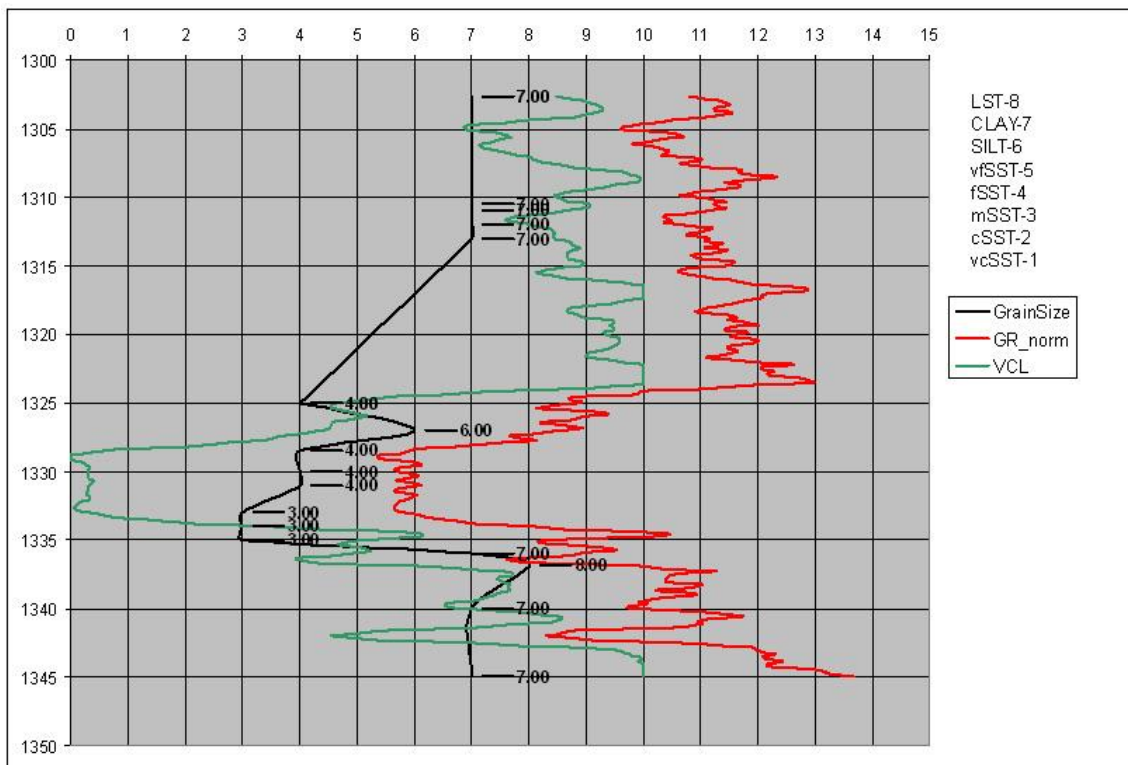


Рисунок 4.8 – Скважине 29. График зависимости значений кривых GR (нормированной) и VCL от гранулометрического состава.

Таким образом, в результате сравнительного анализа по пяти скважинам можно сделать заключение, что:

- глинистые образцы преимущественно имеют значения GR от 10 и выше, VCI от 80 и выше.
- алевролитовые образцы преимущественно имеют значения GR от 6 до 9, VCI от 30 до 60.
- образцы мелкозернистого песчаника преимущественно имеют значения GR от 5 до 7, VCI от 10 до 30.

Установленная закономерность позволяет нам использовать кривые GR и VCL для анализа изменения гранулометрического состава и для фациального анализа.

4.4 Анализ гистограмм распределения значений GR и VCL и кроссплотов

Для подтверждения ранжирования значений GR и VCL были построены кроссплоты зависимостей пористости от значений GR и VCL, а также гистограммы распределения значений GR и VCL по всему интервалу отложений кумкольской свиты и отдельно для горизонтов Ю-I, Ю-II, Ю-III (

Рисунок 9 -

Рисунок 0).

Гистограмма распределения параметра нормированной GR для 186 скважин в интервале кумкольских отложений свидетельствует о том, что значения преимущественно варьируют в пределах значений 2,5-20. Наибольшее количество случаев попадает в интервал значений 5-15. Значения средней и медианы расположены в пределах 10,5-10,6 (

Рисунок 11).

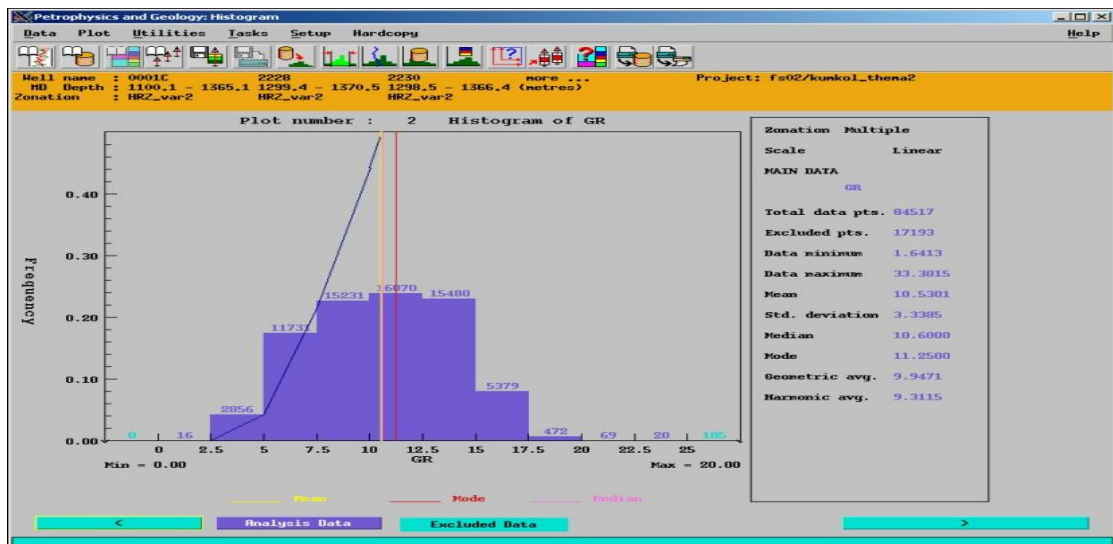


Рисунок 4.9 – Гистограмма распределения значений нормированной кривой ГК для 186 скважин

В пределах отложений кумкольской свиты (номенклатурные горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III), Mean 10.5, median 10.6

Данное условие близко к граничному значению, выше которых был определен литологический типа глина на основе анализа данных керна.

Гистограмма распределения параметра нормированной GR для 186 скважин в интервале отложений Ю-I (

Рисунок 4.30) близко по параметрам к с предыдущей гистограммой.

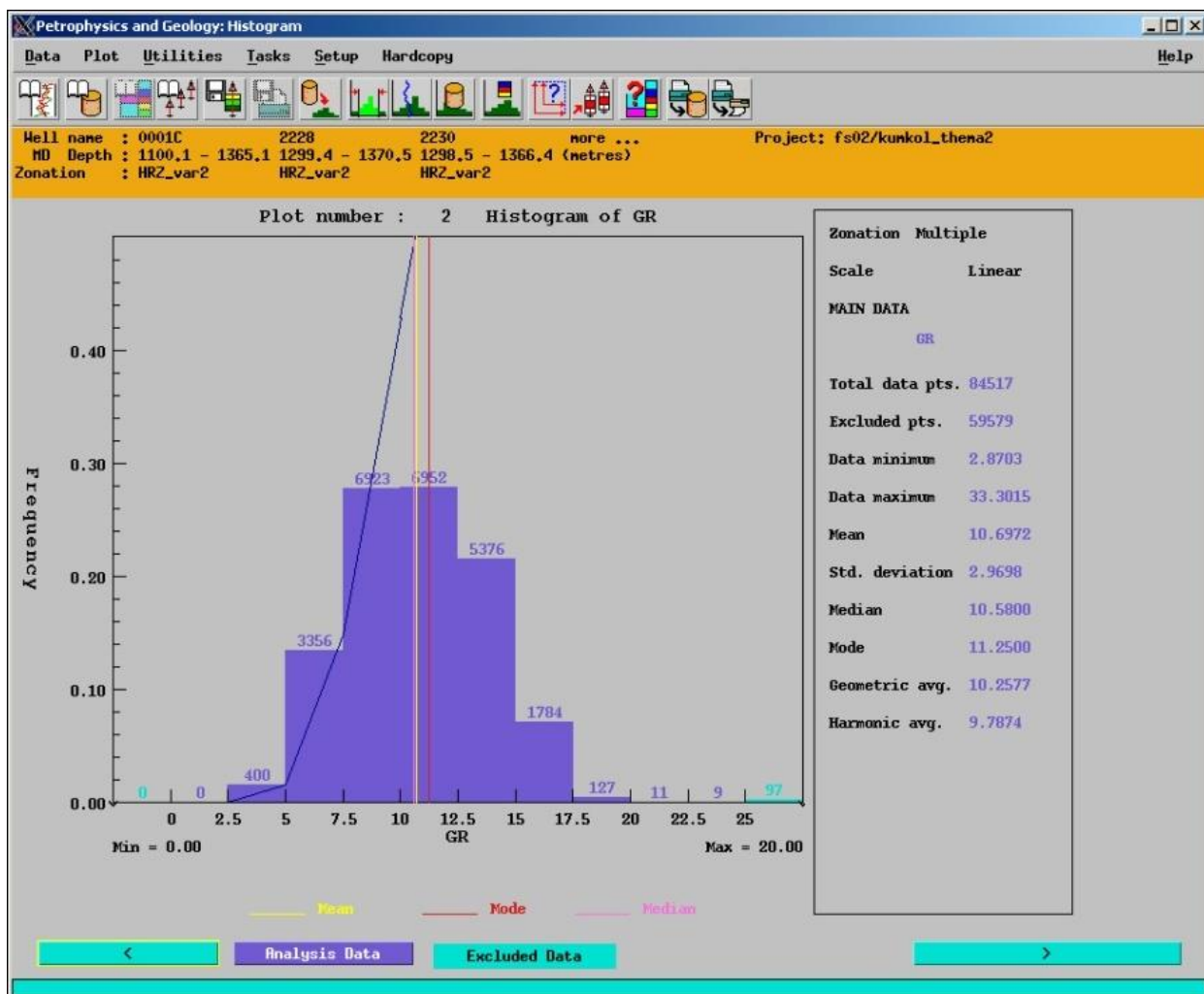


Рисунок 4.30 – Гистограмма распределения значений нормированной кривой ГК для 186 скважин в пределах номенклатурного горизонта Ю-I

Гистограмма распределения параметра нормированной GR для 186 скважин в интервале отложений Ю-II (Рисунок 1) преимущественно имеет значения в пределах 5-17,5. Смещение максимума гистограммы вправо свидетельствует об увеличении доли глинистых отложений в разрезе отложений Ю-II. Значение среднего и медиана варьируют в пределах 11,3-11,8.

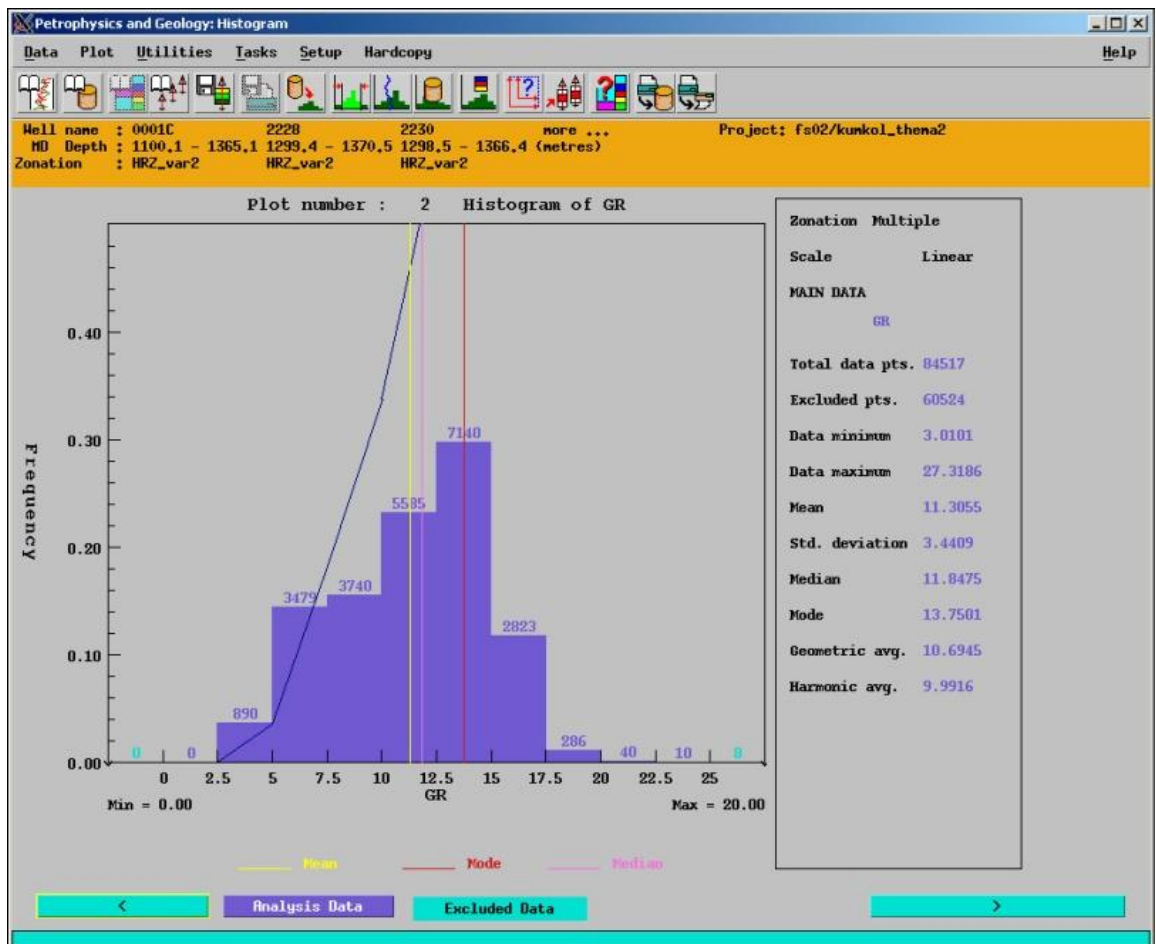


Рисунок 4.11 – Гистограмма распределения значений нормированной кривой ГК для 186 скважин в пределах номенклатурного горизонта Ю-П

Гистограмма распределения параметра нормированной GR для 186 скважин в интервале отложений Ю-III (Рисунок 4.42) преимущественно имеет значения в пределах 2,5-17,5. Смещение максимума гистограммы влево свидетельствует об увеличении доли песчаных отложений в разрезе отложений Ю-III. Значение среднего и медиана варьируют в пределах 9,3-8,9. В целом можно заключить, что граничная отсечка для глин, которая выделена по сравнительному анализу керна и значения средней, медианы которые определены в гистограммах не имеют сильных отличий.

Кроссplot зависимости пористости от значений кривой GR (Рисунок 4.53) в скважине 1067 иллюстрирует, что пористые коллектора (12%-35%) имеют значение GR ниже 10.

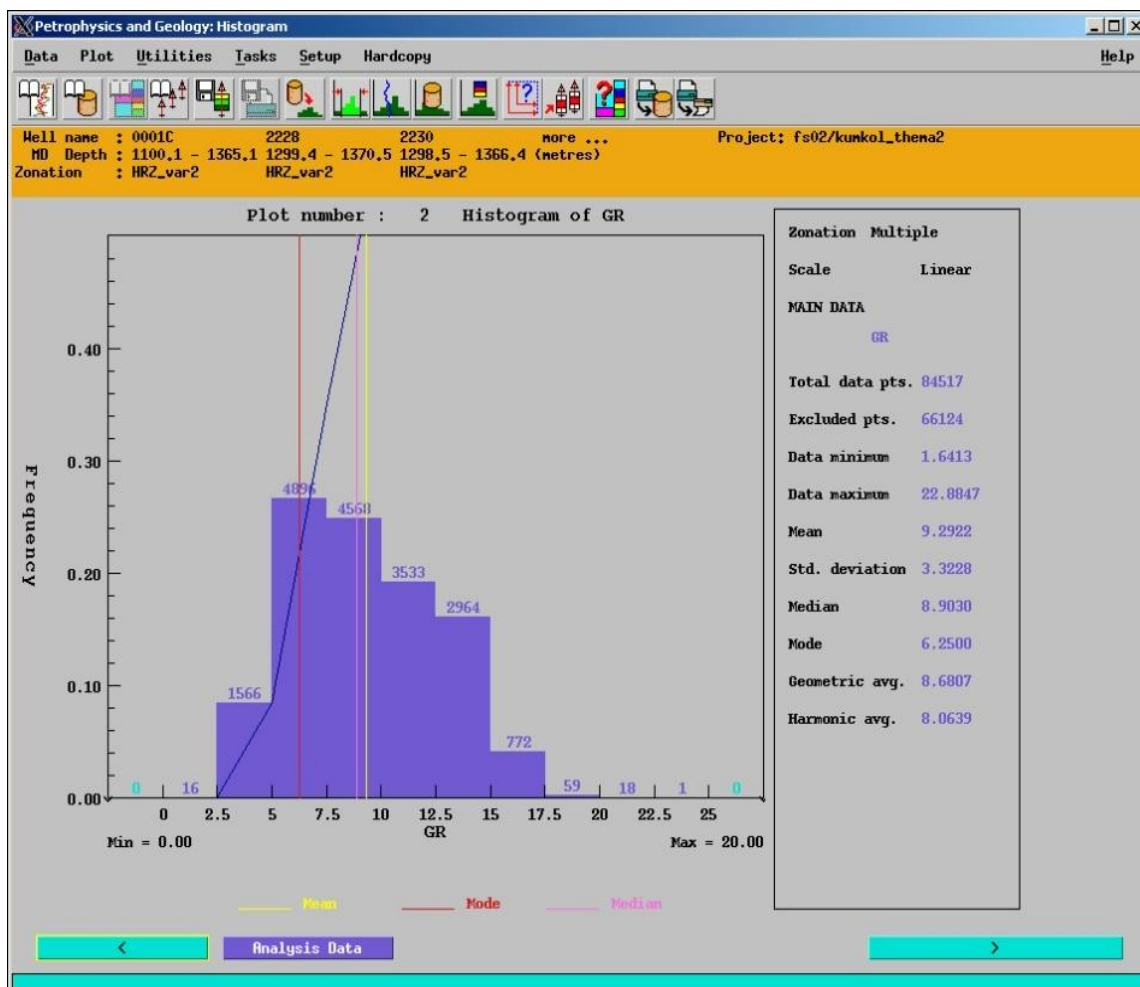


Рисунок 4.42 – Гистограмма распределения значений нормированной кривой ГК для 186 скважин в пределах номенклатурного горизонта Ю-III

Суммируя результаты сравнительного анализа данных гранулометрического анализа керна с кривой GR, построенных гистограмм и зависимости пористости от GR отсечку по кривой GR равной 10 для разделения глин и коллекторов можно считать вполне обоснованной.

Подобные гистограммы и кроссплот построены и для анализа кривой VCL.

Гистограмма распределения параметра VCL для 186 скважин в интервале кумкольских отложений свидетельствует о том, что значения средней и медианы находятся в пределах 59,2-62,3. Данные параметры близки к граничному значению глин по VCL -60, который был определен при сравнении результатов гранулометрии керна с кривой VCL.(рис 4.14 - 4.17).

Близкий параметр средней и медианы имеет гистограмма распределения VCL для зоны Ю-П. 62.1-63.2.(рисунок 4.16 - 4.17).

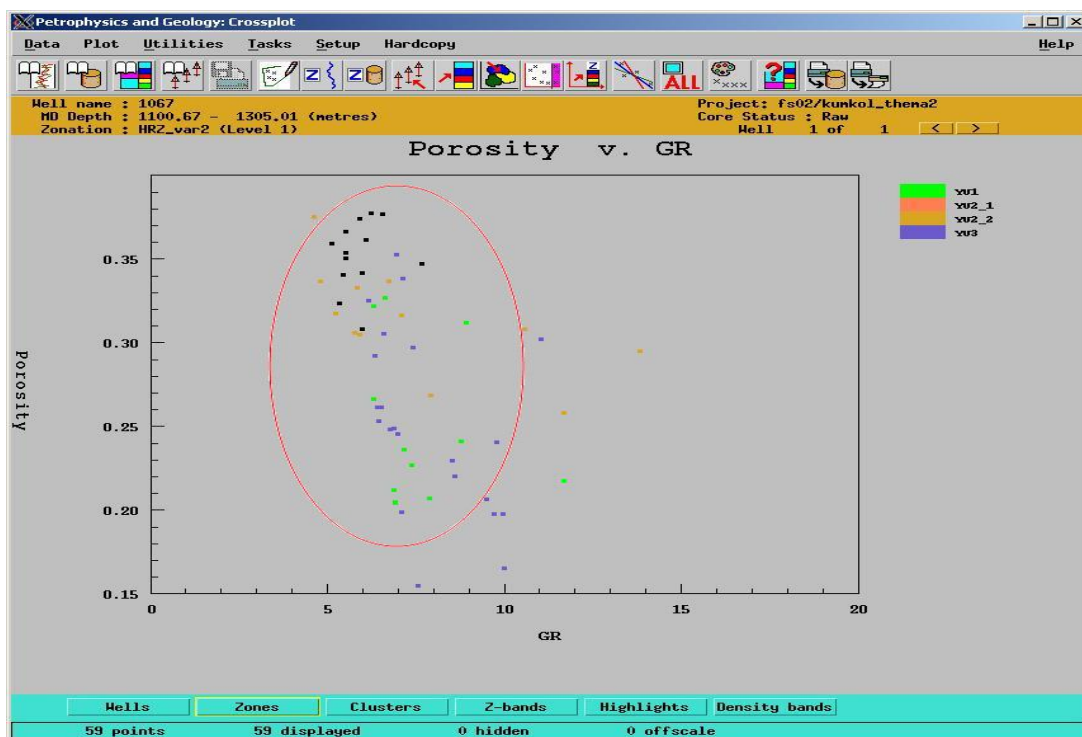


Рисунок 4.53 – Кроссплот зависимости пористости по керну от кривой ГК. Коллектора соответствуют значениям ГК до 10. Возможная отсечка – 10

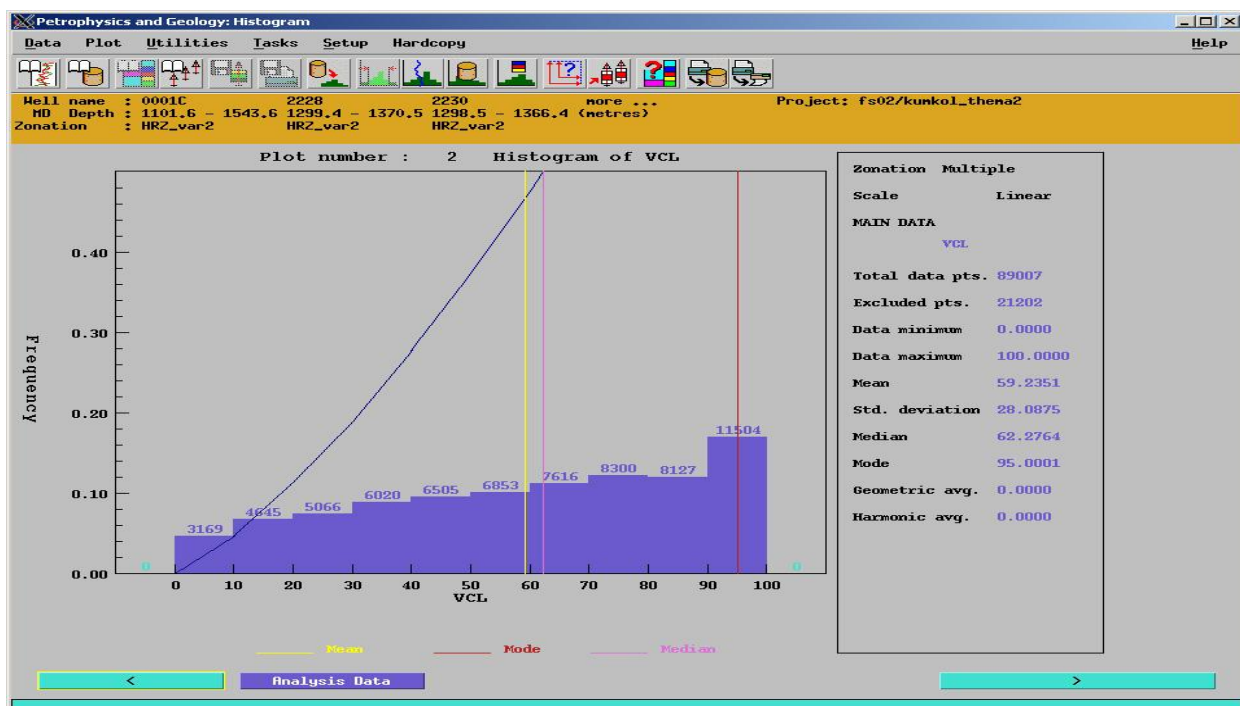


Рисунок 4.14 – Гистограмма распределения значений интерпретированной кривой VCL для 186 скважин в пределах отложений кумкольской свиты (номенклатурные горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III)

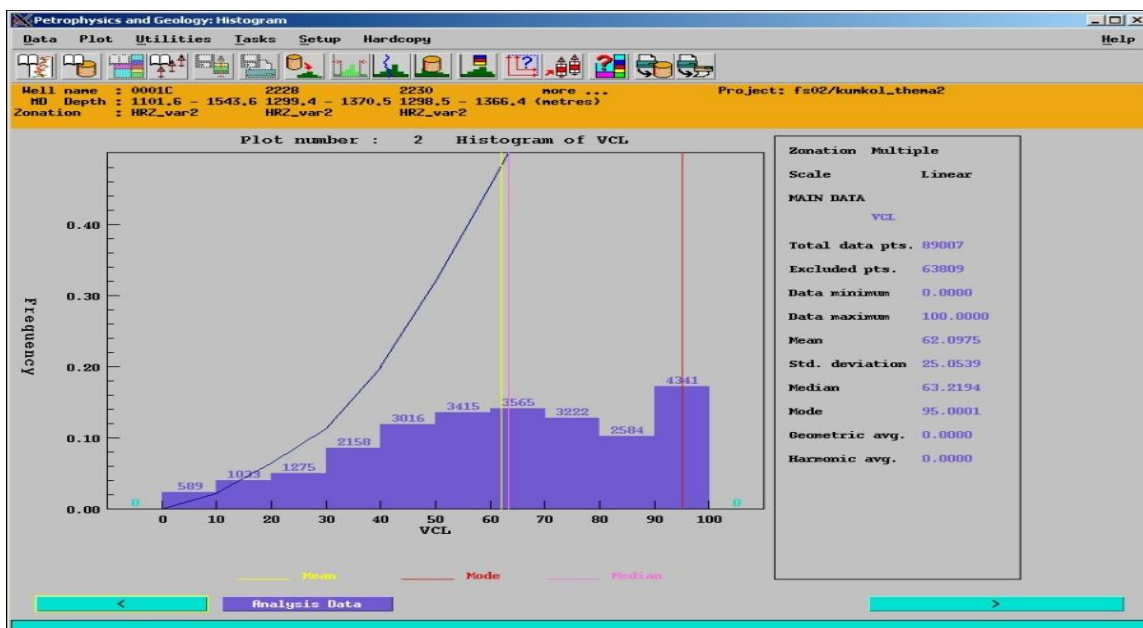


Рисунок 4.15 – Гистограмма распределения значений интерпретированной кривой VCL для 186 скважин в пределах номенклатурного горизонта Ю-I

Гистограмма в пределах горизонта Ю-II показывает относительное увеличение значений средней и медианы – 66-73,1. Связано это обстоятельство, скорее всего с увеличением общей глинистости разреза в отложениях Ю-II. Данный факт относился и гистограмме распределения значений GR.

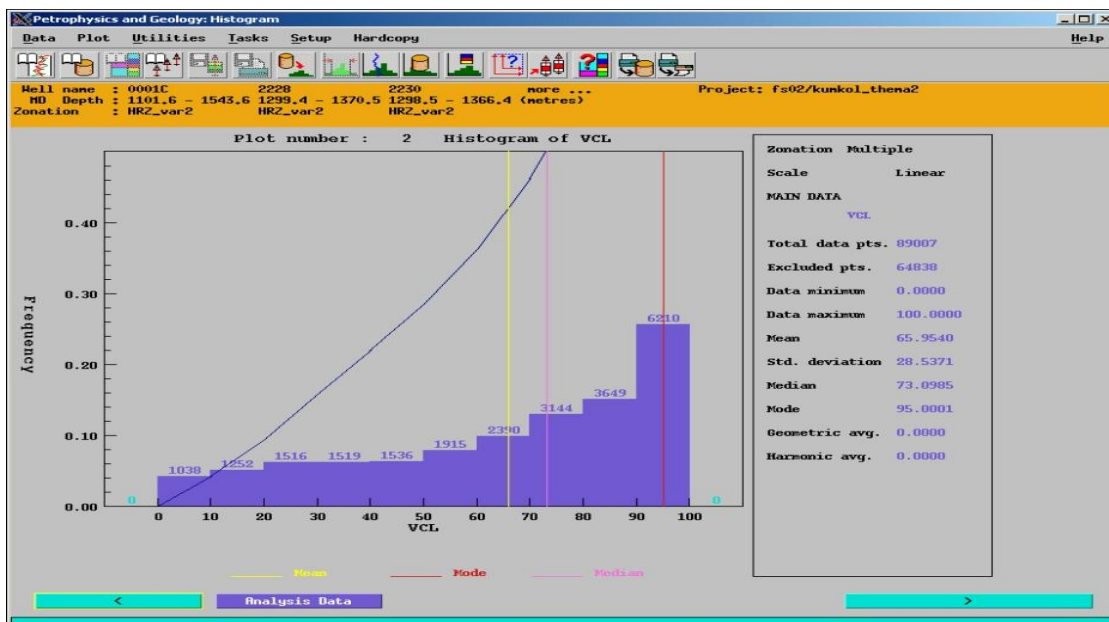


Рисунок 4.16 – Гистограмма распределения значений интерпретированной кривой VCL для 186 скважин в пределах номенклатурного горизонта Ю-II

В гистограмме параметра VCL для горизонта Ю-III видно смещений средней и медианы в сторону меньших значений. Это 46,5-43,3. Связано это также, как и в примере с кривой GR, общим увеличением доли коллекторов в интервале Ю-III(рисунок 4.17).

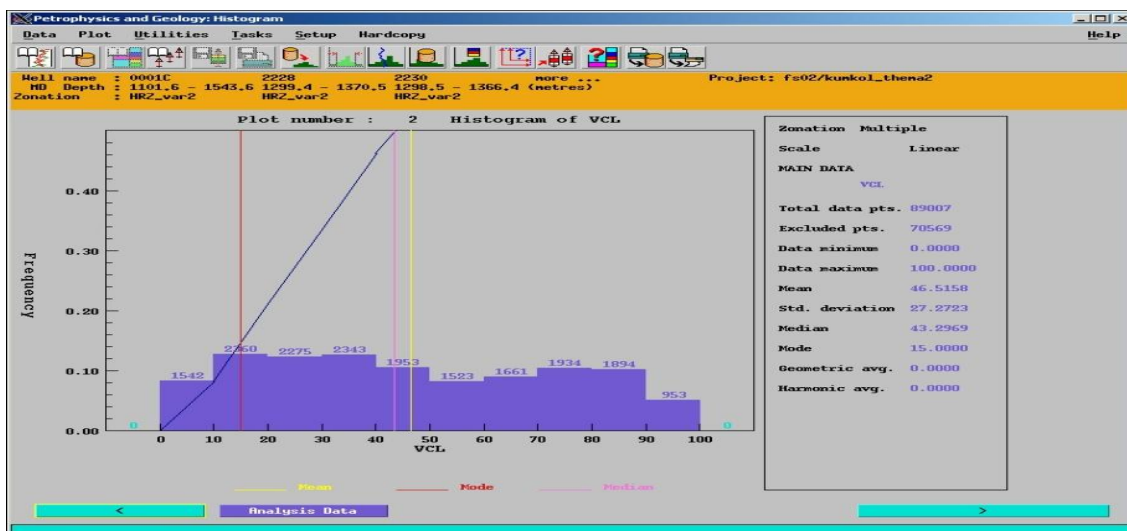


Рисунок 4.17 – Гистограмма распределения значений интерпретированной кривой VCL для 186 скважин в пределах номенклатурного горизонта Ю-III.

Кроссплот пористости от VCL для скважины 1067 иллюстрирует, что коллектора с пористостью 15-35% совпадают с отложениями, где VCL в основном ниже 50, местами 60 (рисунок 4.18).

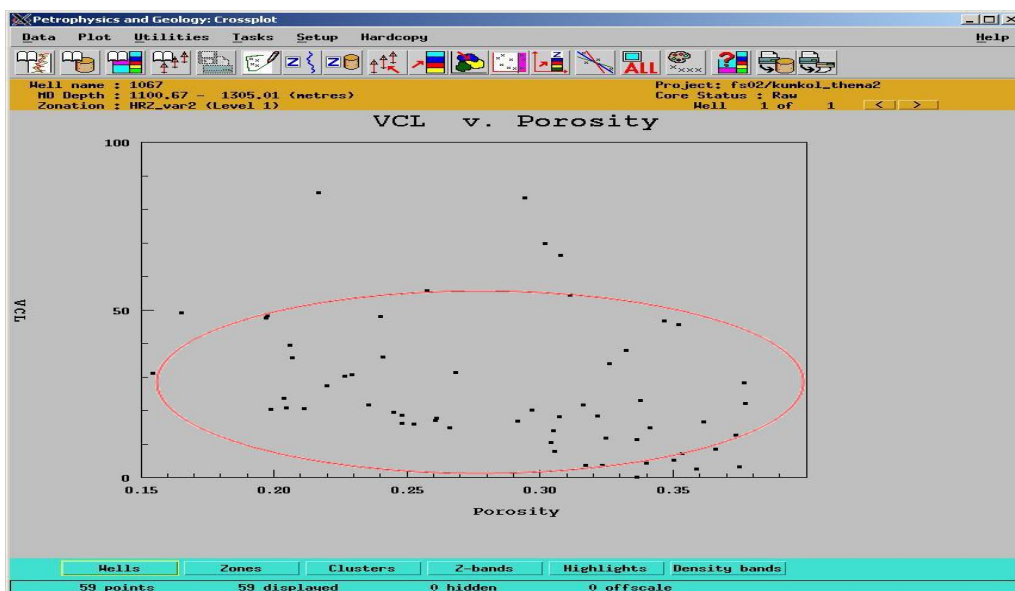


Рисунок 4.18 – Кроссплот зависимости пористости по керну от кривой VCL. Коллектора соответствуют значениям VCL до 50-60% Возможная отсечка– 50%

Результаты сравнительного анализа керна, гистограммы и кроссплота позволяют предположить, что наиболее уверенную отсечку за разделение зон глин и коллекторов можно использовать значение 50, а отсечку в 60 отнести в категорию возможных коллекторов.

Разрез на основе значений GR классифицирован на предполагаемые гранулометрические литофракции:

- 1) глина 10-30
- 2) алевролит 6-10
- 3) мелкозернистый песчаник 0-6

Разрез на основе значений VCL классифицирован на предполагаемые гранулометрические литофракции:

- 4) глина 60-100
- 5) мелкозернистый алевролит 50-60
- 6) алевролит 35-50
- 7) мелкозернистый песчаник 0-35

Пример распределения той или иной литологической фракции в разрезе представлен на (рисунок 4.19)

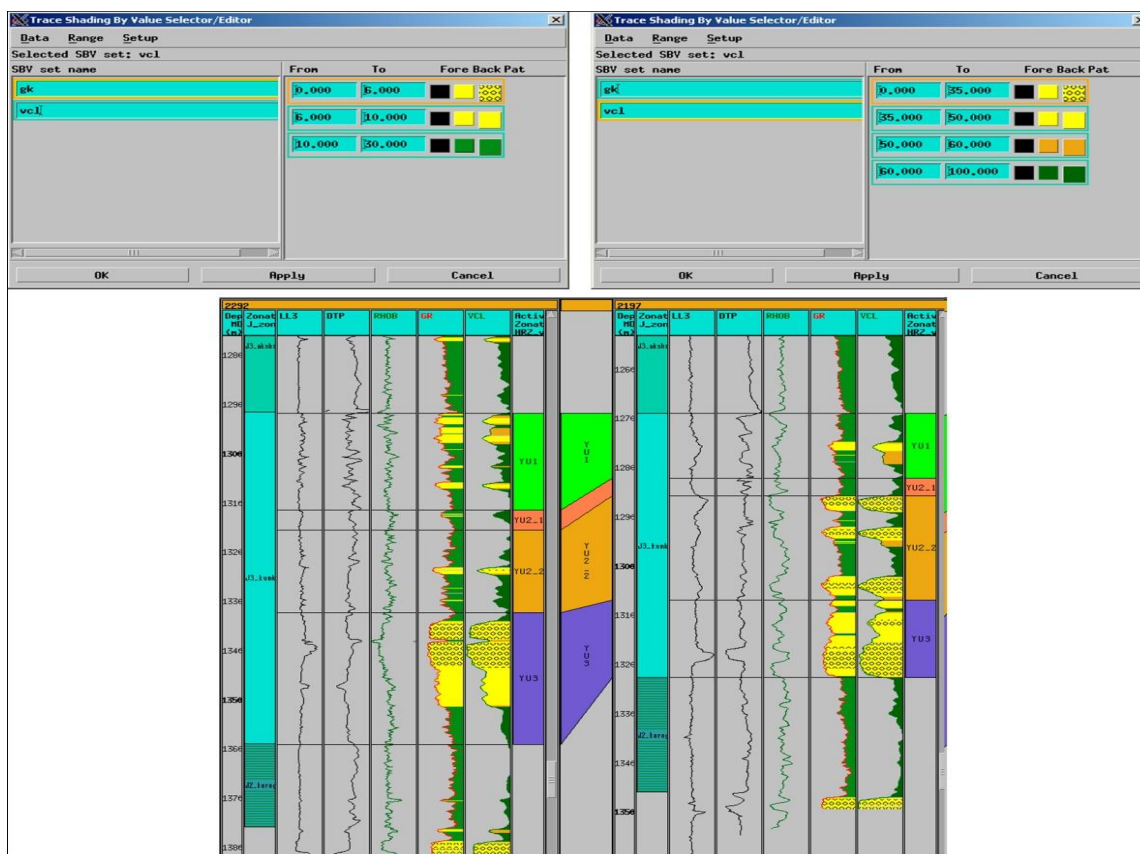


Рисунок 4.19 – Выбранные отсечки по кривым GR и VCL для гранулометрического расчленения разреза на фракцию глин, мелкозернистых алевролитов, алевролитов и мелкозернистых песчаников

5 Применение каротажных диаграмм для выделения структурно - формационных зон и фациального анализа осадочных отложений на месторождении Кумколь

Основной подход фациальной интерпретации осадочного разреза заключен в анализе тренда изменения гранулометрического состава по разрезу на основе рассмотрения кривых каротажа GR и VCL.

Результаты сравнительного анализа кривых по различным скважинам показали существование зависимости между значениями GR, SP, VCL и гранулометрическим составом. Выделенные фациальные зоны по форме каротажа позволяют сделать заключение, что в целом по разрезу кумкольских отложений отчетливо выделяются три главных тренда изменения гранулометрии.

Нижний тренд, в пределах горизонта Ю-III характеризуется в основном увеличением размера зернистости вверх. Средний тренд, в пределах горизонта Ю-II характеризуется в основном уменьшением размера зернистости вверх. Верхний тренд, в пределах горизонта Ю-I характеризуется в основном плавным увеличением зернистости вверх, но с меньшей амплитудой в сравнении с нижним трендом

На основе анализа фациальных форм распределения в разрезах скважин, характера их распределения по латерали были определены предполагаемые модели осадконакопления для горизонтов Ю-I, Ю-II и Ю-III.

Опираясь на базовую модель форм кривых каротажа, была создана разбивка, состоящая из 7 зон (рисунок. 5.1).

1 G_Bell - характеризуется плавным увеличением глинистости (уменьшением зернистости) вверх по разрезу, присуща изрезанность интервала.

2 Bell - характеризуется плавным увеличением глинистости (уменьшением зернистости) вверх по разрезу, присуща массивность интервала.

3 Block - характеризуется постоянством глинистости (зернистости) в интервале отложений.

4 G_Funnel - характеризуется плавным уменьшением глинистости (увеличением зернистости) вверх по разрезу, присуща изрезанность интервала. Зона состоит из комплекса отдельных маломощных зон коллекторов типа «Sheet»

5 Funnel - характеризуется плавным уменьшением глинистости (увеличением зернистости) вверх по разрезу, присуща массивность интервала.

6 Sheet – отдельные маломощные пласты возможных коллекторов

7 MST – зона глин

Выделенные фациальные зоны по форме каротажа позволяют сделать заключение, что в целом по разрезу кумкольских отложений отчетливо

выделяются три главных тренда изменения granulometрии (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**Рисунок 5.2).

Нижний тренд, в пределах горизонта Ю-III характеризуется в основном увеличением размера зернистости вверх.

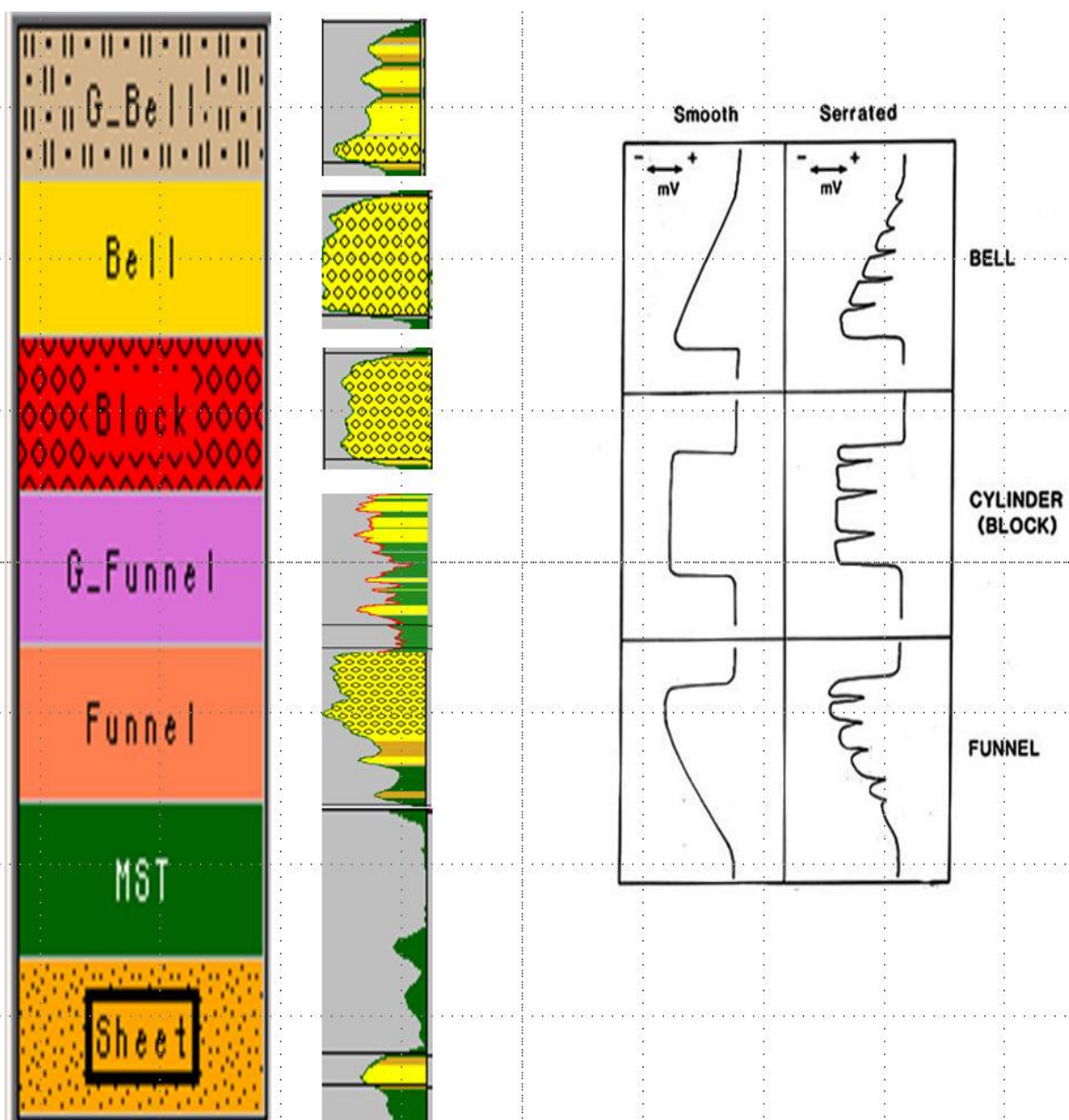


Рисунок 5.1 – Разбивка зон (Слева – модифицированная под разрез кумкольских отложений. Справа – базовые формы.)

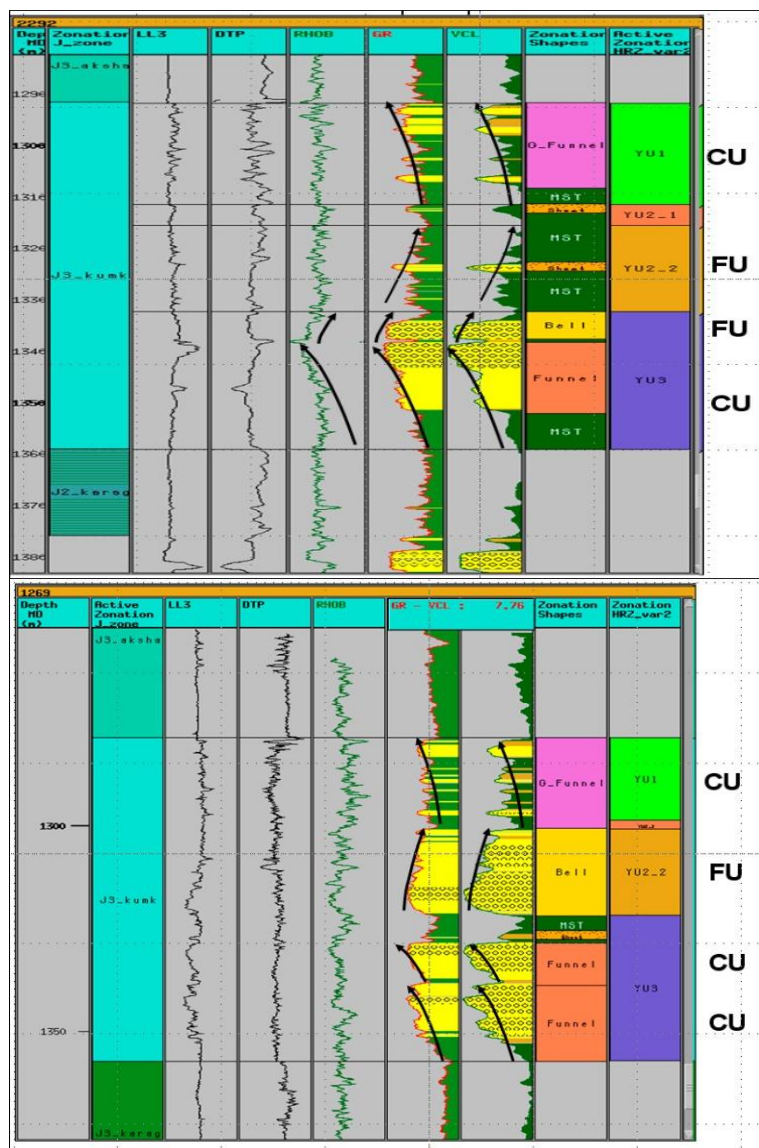


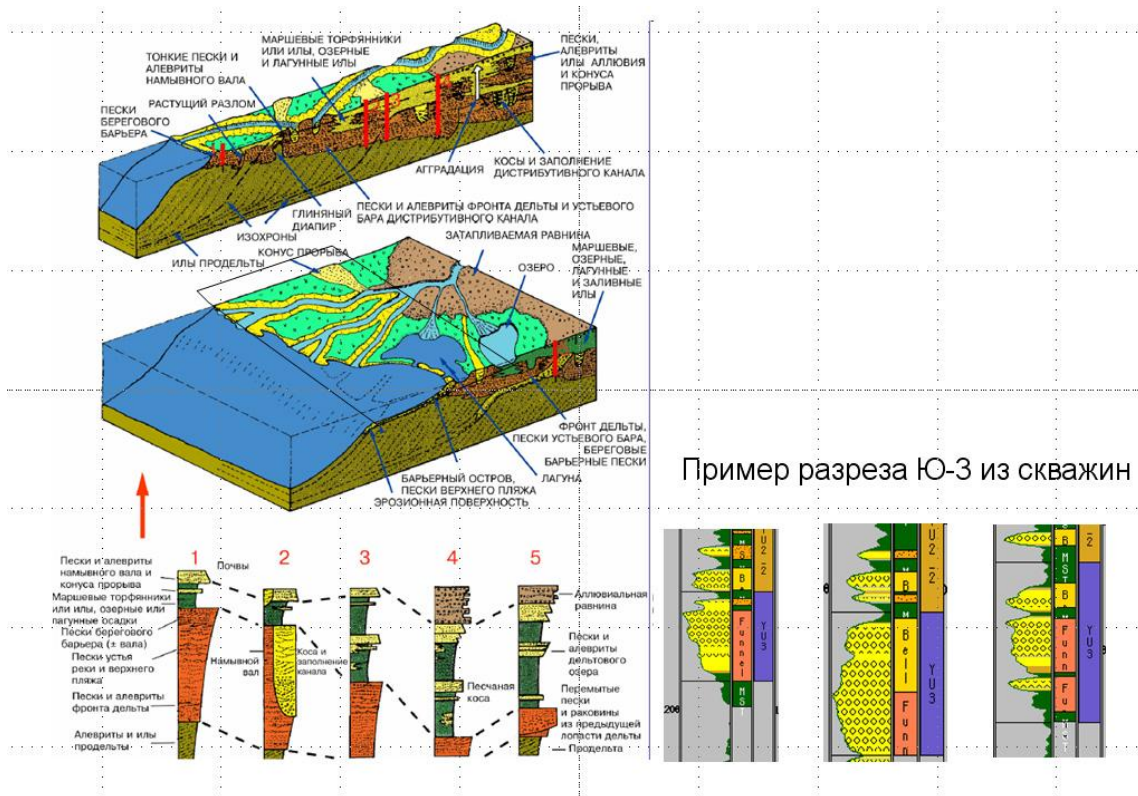
Рисунок 5.2 – Разбивка по форме каротажа юрского горизонта Ю

Средний тренд, в пределах горизонта Ю-II характеризуется в основном уменьшением размера зернистости вверх.

Верхний тренд, в пределах горизонта Ю-I характеризуется в основном плавным увеличением зернистости вверх, но с меньшей амплитудой в сравнении с нижним трендом.

На основе анализа фациальных форм распределения в разрезах скважин, характера их распределения по латерали были определены предполагаемые модели осадконакопления для горизонтов Ю-I, Ю-II и Ю-III.

Унифицированная модель осадконакопления для горизонта Ю-III предполагает, что осадки накапливались в условиях дельты (рисунок 5.3). Форма «Funnel» ассоциирована с фацией устьевых баров дельтовой системы. Формы «Bell» и «Block» ассоциированы с фацией заполнения русла дистрибутивного канала. Отдельные формы «Sheet» ассоциированы с конусами прорыва.



Пример разреза Ю-3 из скважин

Рисунок 5.3 – Унифицированная модель осадконакопления для горизонта Ю-III по данным анализа ГИС

Построенная карта распределения процентного содержания той или иной формы в пределах горизонта Ю-III (Рисунок 5.4) иллюстрирует, что существуют две различные зоны по фациальному содержанию. На севере и северо-западе рассматриваемого участка преобладают отложения устьевого бара. На южной и восточной частях преобладают фации каналов.

Унифицированная модель осадконакопления для горизонта Ю-II предполагает, что осадки накапливались в условиях флювиальной долины, возможно меандрирующей реки (

Рисунок 6). Формы «Bell» и «Block» ассоциированы с фацией косы. Формы «Sheet» ассоциированы с конусами прорыва. Формы «MST» ассоциированы с отложениями поймы или старичного озера.

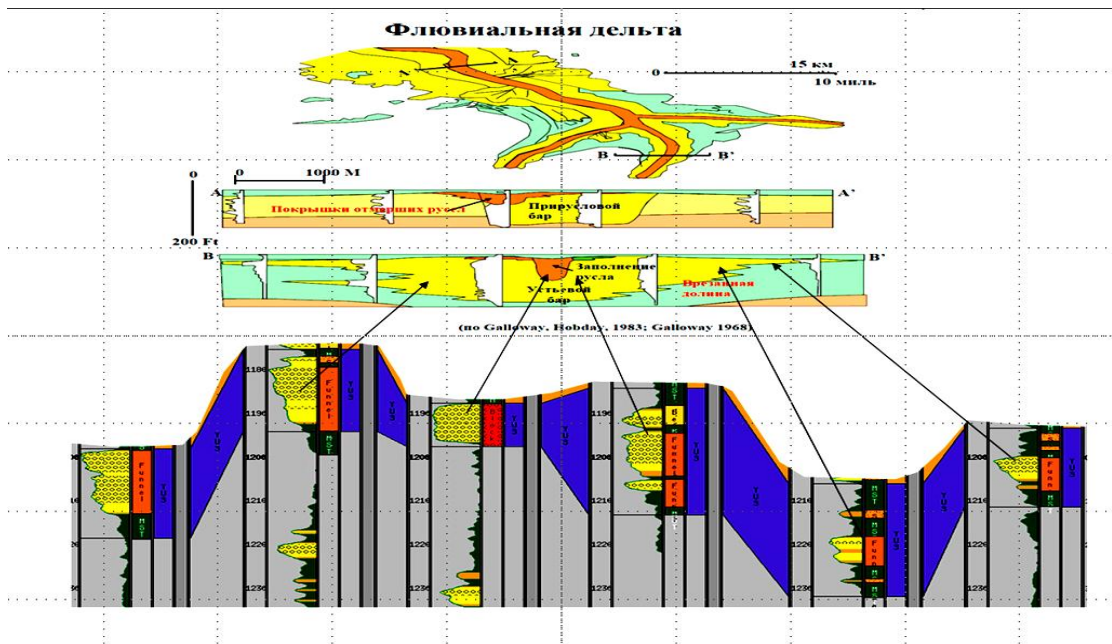


Рисунок 5.4 – Разрез через скважины зоны Ю-III иллюстрирует схожие формы каротажа с моделью Флювиальной дельты

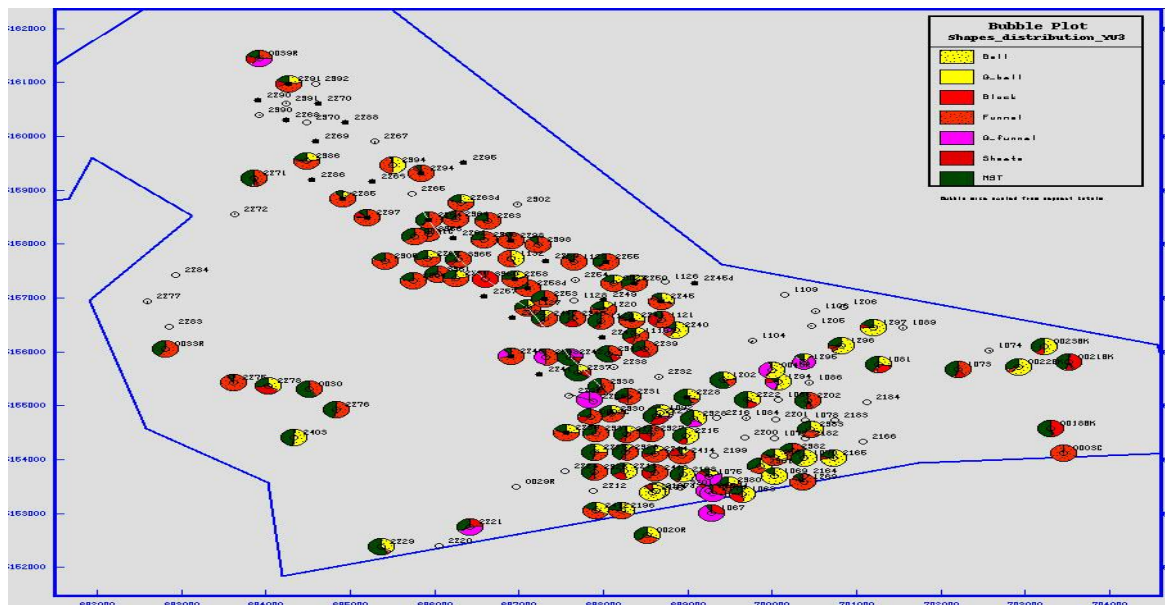


Рисунок 5.5 – Карта круговых диаграмм иллюстрирует площадное распределение разных фациальных форм, выделенных по данным ГИС для горизонта Ю-III

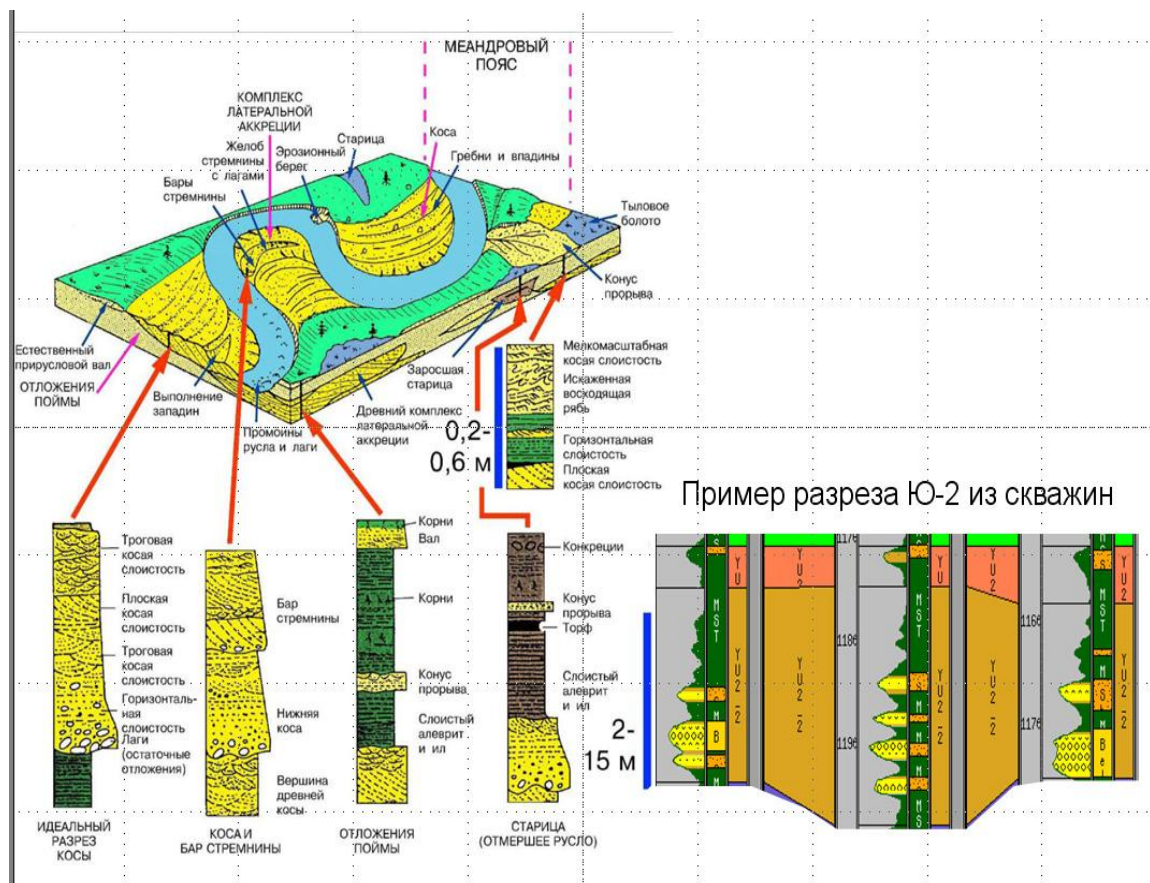


Рисунок 5.6 – Унифицированная модель осадконакопления для горизонта Ю-II по данным анализа ГИС

Построенная карта распределения процентного содержания той или иной формы в пределах горизонта Ю-II (Рисунок 5.6 – 5.6) иллюстрирует, что преобладающий вес имеют фация поймы и конусов прорыва. Фации кос имеют распространение в центральной и южной частях площади.

Унифицированная модель осадконакопления для горизонта Ю-I предполагает, что осадки накапливались в условиях верхней части дельтовой равнины (

Рисунок 5.7). Формы «G_funnel» включает в себя фации затопляемой равнины и конусов прорыва. Формы «Bell» и «Block» ассоциированы с фацией каналов. Формы «Sheet» ассоциированы с конусами прорыва. Формы «MST» ассоциированы с отложениями затопляемой равнины.

Построенная карта распределения процентного содержания той или иной формы в пределах горизонта Ю-I (Рисунок 5.8) иллюстрирует, что преобладающий вес имеют фации затопляемой долины и конусов прорыва. Фации каналов распространены в южной части площади.

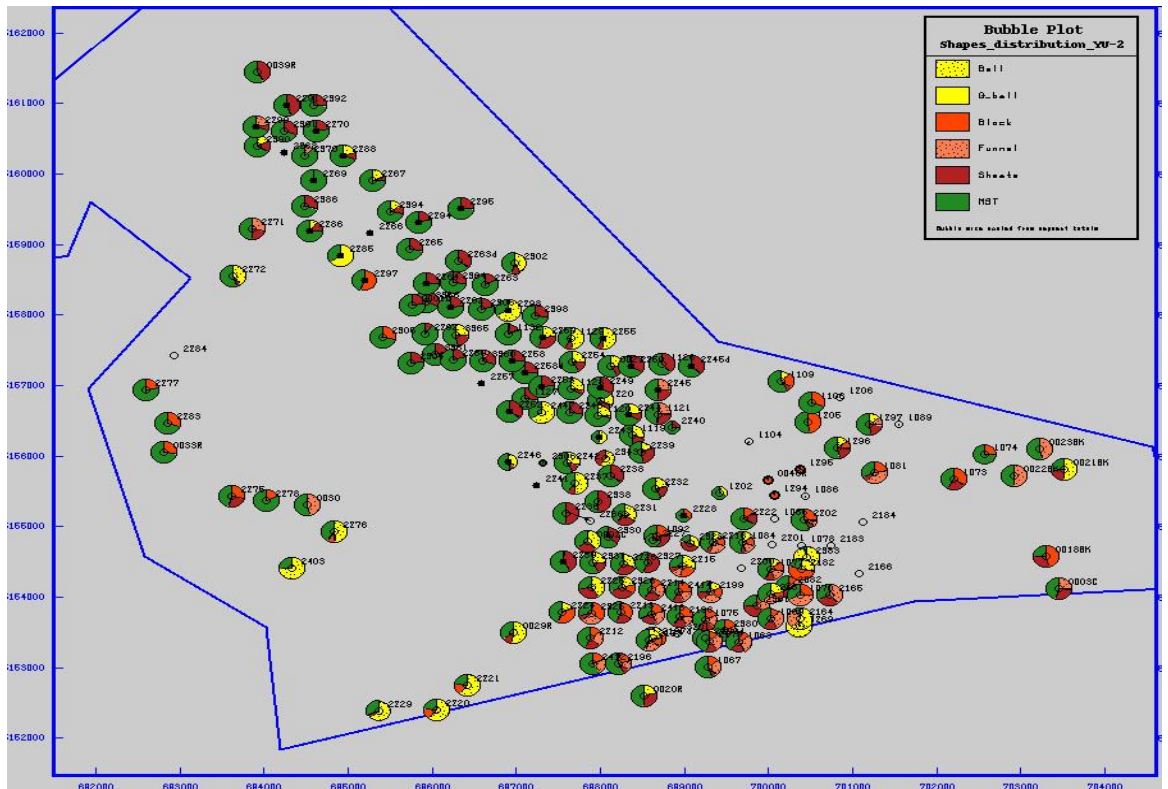


Рисунок 5.6 –6 Карта круговых диаграмм иллюстрирует площадное распределение разных фациальных форм, выделенных по данным ГИС для горизонта Ю-II

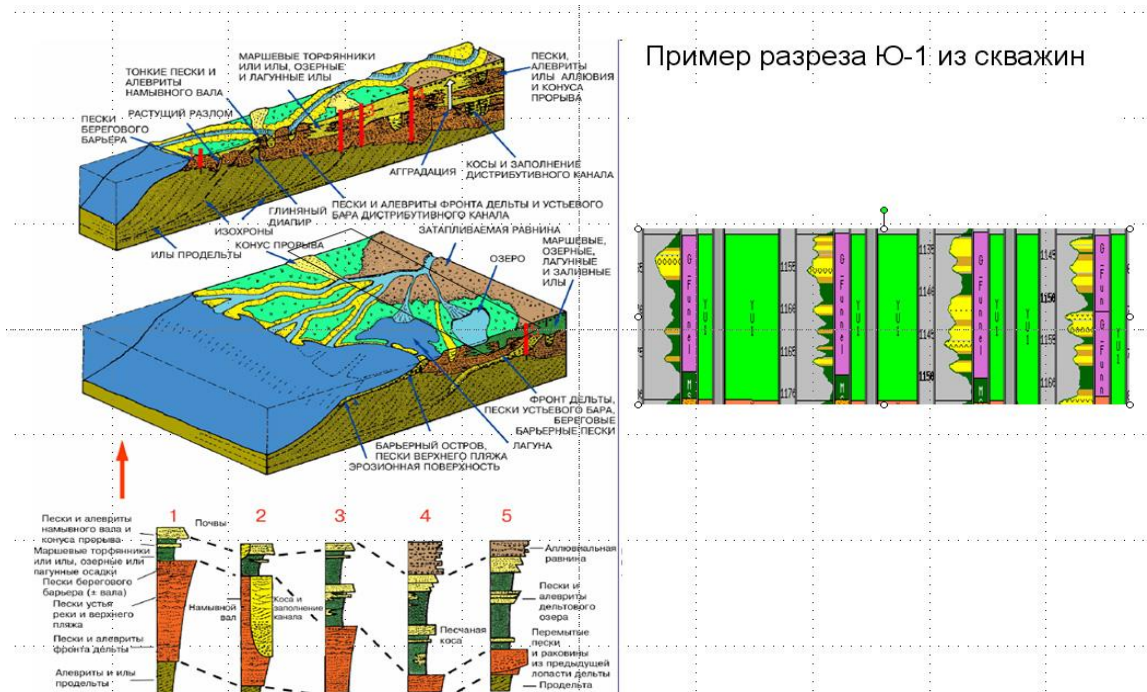


Рисунок 5.7 – Унифицированная модель осадконакопления для горизонта Ю-I по данным анализа ГИС

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проведении исследований использовались данные по осадочным отложениям юрских горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III) кумкольской свиты месторождения Кумколь. Данные ГИС открытого ствола были предоставлены по 208 скважинам. Входные данные для интерпретации состояли из комплекса кривых – GR (ГК), SP (ПС), DTP (АК), RHOV (ГГКП).

В результате интерпретации получены кривая глинистости VCL и нормированная кривая GR(ГК). Основной принцип интерпретации заключен в анализе изменения гранулометрического состава в разрезе отложений в зависимости от изменения кривых GR(ГК), SP(ПС) и значений коэффициента глинистости VCL. За базовую схему интерпретации фаций была принята традиционная классификация форм кривых каротажа SP, GR [1].

Результаты сравнительного анализа кривых по различным скважинам показали существование зависимости между значениями GR, SP, VCL и гранулометрическим составом. Выделенные фациальные зоны по форме каротажа позволяют сделать заключение, что в целом по разрезу кумкольских отложений отчетливо выделяются три главных тренда изменения гранулометрии. Нижний тренд, в пределах горизонта Ю-III характеризуется в основном увеличением размера зернистости вверх. Средний тренд, в пределах горизонта Ю-II характеризуется в основном уменьшением размера зернистости вверх. Верхний тренд, в пределах горизонта Ю-I характеризуется в основном плавным увеличением зернистости вверх, но с меньшей амплитудой в сравнении с нижним трендом.

На основе анализа фациальных форм распределения в разрезах скважин, характера их распределения по латерали были определены предполагаемые модели осадконакопления для горизонтов Ю-I, Ю-II и Ю-III.

Унифицированная модель осадконакопления для горизонта Ю-I предполагает, что осадки накапливались в условиях верхней части дельтовой равнины.

Унифицированная модель осадконакопления для горизонта Ю-II предполагает, что осадки накапливались в условиях флювиальной долины, возможно меандрирующей реки.

Унифицированная модель осадконакопления для горизонта Ю-III предполагает, что осадки накапливались в условиях дельты (рис 1).

Таким образом, установленная закономерность позволяет использовать кривые GR и VCL для анализа изменения гранулометрического состава и для фациального анализа осадочного разреза.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Бондаренко В.М., Ларионов А.М., Демуре Г.В. «Общий курс геофизических методов» М., Недра, 1986, 465 с.
- 2 Кауфман А.А. Введение в теорию геофизических методов (в 5-ти книгах). М.2003.
- 3 Хмелевского В.К. Геофизические методы исследования. Москва, «Недра». 1988 г.
- 4 Ладынин А.В. Петрофизика. Лекции для студентов геологических специальностей. Новосиб. госуд.ун-т. Новосибирск,2002.
- 5 Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. - Екатеринбург: УПТА, 2003.
- 6 Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Р. А. Резванов, А. Н. Африкян. Промысловая геофизика.М Недра, 2004.
- 7 Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – Минск, 1990г.
- 8 Перьков Н.А., «Интерпретация результатов каротажа скважин» М., Гостоптехиздат, 1963, 436 с.
- 9 Латышова М.Г., «Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин» М., Недра, 1981, 182 с.
- 10 Элланский М.М., Трунова М.И. Основы геологии нефти и газа. - М. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001..
- 11 Геология СССР. Западный Казахстан. Том 21, Москва, «Недра», 1970 г.
- 12 Историческая геология. Н.В.Короновский, В.Е.Хаин, Н.А.Ясманов. Москва. 2008.
- 13 Отчет по пересчету запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Кумколь, по состоянию на 01.01.2007г. АО НИПИнефтегаз 2007г. Книга I. Текст отчета.
- 14 Развитие и нефтегазоносность Южно-Торгайского бассейна. Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., Давыдов Н.Г., Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х.
- 15 The Geological Interpretation of Well Logs. Malcolm Rider. 2006.