



## АННОТАЦИЯ

### ВЫДЕЛЕНИЕ И ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (СЕРБИЯ) ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ КАРОТАЖА

**Караваев Андрей Вячеславович,**

Институт наук о Земле СПбГУ. Выпускная бакалаврская работа. 2017 год.

**К.г.-м.н., доцент Сараев Александр Карпович,**

Институт наук о Земле СПбГУ. Кафедра геофизики. Научный руководитель

В данной работе рассмотрены возможности комплекса методов каротажа при изучении месторождения углеводородов на примере одного из месторождений Паннонского нефтегазоносного бассейна, находящегося в Сербии.

В ходе работы в выбранных скважинах была осуществлена интерпретация данных ГИС (геофизических исследований скважин), с использованием программного комплекса Schlumberger Petrel 2015 и Schlumberger Techlog 2014. На основе результатов интерпретации была проведена межскважинная корреляция, выделены интервалы коллекторов, определены их подсчетные параметры, характер насыщения. В дальнейшем результаты выполненной работы возможно использовать при создании геологических моделей месторождения и подсчете запасов.

Объем работы 66 страниц, в ее состав включены 29 рисунков и 9 таблиц. Содержание представлено 4 главами, написание которых осуществлялось по 16 источникам литературы.

Ключевые слова: геология Сербии, каротаж, породы-коллекторы, параметры коллекторов, петрофизические исследования кернa, подсчетные параметры.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

АННОТАЦИЯ .....	2
СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ .....	5
ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ (СЕРБИЯ) .....	8
1.1 Общая характеристика района и месторождения (Сербия) .....	8
1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза .....	12
2.1.1 Докембрийские отложения .....	12
2.1.1 Палеозойские отложения .....	12
2.1.1 Мезозойские отложения.....	12
2.1.1 Кайнозойские отложения .....	13
1.3 Нефтегазоносность месторождения (Сербия) и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.....	16
2 КОМПЛЕКС МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ (СЕРБИЯ) .....	21
2.1 Описание общего комплекса.....	21
2.2 Электрические методы.....	22
2.2.1 Каротаж потенциала собственной поляризации.....	22
2.2.2 Каротаж сопротивлений .....	23
2.2.3 Боковой каротаж .....	24
2.2.4 Микрозондирование.....	25
2.2.5 Индукционный каротаж.....	26
2.3 Радиоактивные методы .....	27
2.3.1 Гамма-каротаж.....	27
2.3.2 Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам .....	28
2.3.3 Гамма-Гамма каротаж плотностей.....	29
2.4 Акустический каротаж .....	30
2.5 Кавернометрия .....	31
3 МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ	33
3.1 Литологическое расчленение разрезов скважин .....	33
3.2 Выделение коллекторов .....	35
3.2.1 Качественные критерии .....	35
3.2.2 Количественные критерии.....	36
3.3 Определение глинистости .....	38
3.4 Определение пористости.....	38
3.4.1 Определение пористости по данным ГГК-П.....	38
3.4.2 Определение пористости по данным ПС .....	39
3.5 Определение проницаемости .....	40
3.6 Оценка характера насыщения .....	41
3.7 Определение водонасыщенности и коэффициента нефтенасыщенности.....	41

3.8 Межскважинная корреляция .....	42
4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА.....	44
4.1 Объект изучения .....	44
4.2 Выделение коллекторов .....	45
4.3 Определение глинистости .....	47
4.4 Определение пористости.....	49
4.5 Определение абсолютной проницаемости .....	53
4.6 Определение характера насыщения и коэффициента нефтенасыщенности.....	55
4.7 Межскважинная корреляция .....	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	62

## СПИСОК ПРИНЯТЫХ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

- АК – акустический каротаж
- БК – боковой каротаж
- ВНК – водонефтяной контакт
- ВНЗ – водонефтяная зона
- ГВК – газовой контактной
- ГНК – газонефтяной контакт
- ГГК-П – плотностной гамма-гамма каротаж
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГК – гамма-каротаж
- ИК – индукционный каротаж
- КВ – кавернометрия
- КС – каротаж сопротивлений
- МГЗ – микроградиент-зонд
- МКЗ – микрозондирование
- МПЗ – микропотенциал-зонд
- НГБ – нефтегазовый бассейн
- ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
- ПС – каротаж самопроизвольной поляризации
- УЭС – удельное электрическое сопротивление
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
- ЭДС – электродвижущая сила

## ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день методы каротажа (геофизических исследований скважин – ГИС) являются одним из основных источников информации, используемой в нефтегазовой геологии. Связано это, в первую очередь, с отсутствием возможности бурения всего фонда скважин с полным отбором керна. Методы каротажа помогают в более короткие сроки и с помощью наименьших капиталовложений изучить строение залежей нефти и газа, данные каротажа также используют при контроле над разработкой месторождений, подсчете геологических запасов, определении подсчетных параметров, литологическом расчленении разреза, а также для решения других задач.

Изучаемое месторождение находится на территории Сербии, его промышленная нефтегазоносность связана с неогеновыми терригенными коллекторами межзернового типа, большинство залежей приурочено к ловушкам структурно-литологического типа.

Цель бакалаврской работы:

Изучение возможностей и методик применения комплекса методов каротажа для выделения продуктивных коллекторов и оценки их подсчетных параметров на нефтегазовом месторождении (Сербия).

Задачи работы:

- Изучить особенности геологического строения месторождения
- Ознакомиться с комплексом методов каротажа, применяемых на месторождении
- Освоить методики, основанные на интерпретации данных ГИС, используемые для изучения разреза скважин, выделения и оценки параметров коллекторов
- Выполнить интерпретацию данных ГИС по скважинам месторождения, используя программный комплекс Schlumberger Petrel 2015, Schlumberger Techlog 2014 выделить коллектора и оценить их параметры

Практическая значимость:

Методы ГИС в нефтегазовой геологии применяются повсеместно на стадиях поиска, разведки и эксплуатации месторождения, результаты интерпретации являются основой при построении геологической модели месторождения и дальнейшем подсчете запасов.

В работе были использованы научные труды, монографии и периодические издания в области нефтегазовой геологии. А также комплекс программных средств – CorelDraw, Schlumberger Petrel 2015, Schlumberger Techlog 2014, РЦ «Геомодель» СПбГУ.

Работа основана на материалах, полученных автором в ходе прохождения производственной практики на должности специалиста в ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр», названия скважин и месторождения были изменены.

В первой главе рассматривается общая географическая характеристика месторождения (Сербия), описывается его геологическое строение, характеристики продуктивных пластов. Во второй главе рассматривается комплекс методов каротажа, применяемый на месторождении, дается краткое описание каждого из методов. В третьей главе дается описание различных методик, использующихся при выделении межзерновых коллекторов, а также при подсчете их ФЕС и определении характера насыщения. В четвертой главе рассматриваются результаты выделения и оценки параметров продуктивных коллекторов на изучаемом месторождении.

# 1 ФИЗИКО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ (СЕРБИЯ)

## 1.1 Общая характеристика района и месторождения (Сербия)

Месторождение расположено в Паннонском нефтегазовом бассейне, в пределах региона Северный Банат, на территории Сербии. Административно относится к автономному краю Воеводине.

Паннонский НГБ приурочен к одноименной межгорной впадине, расположен на территории Венгрии, стран, входивших в состав бывшей Югославии, а также Румынии, Словакии, Молдавии и Австрии. Северный Банат расположен в юго-восточной части Паннонского бассейна. На севере и востоке границы с Венгрией и Румынией. Западная граница – река Тиса. (Рис 1.1)

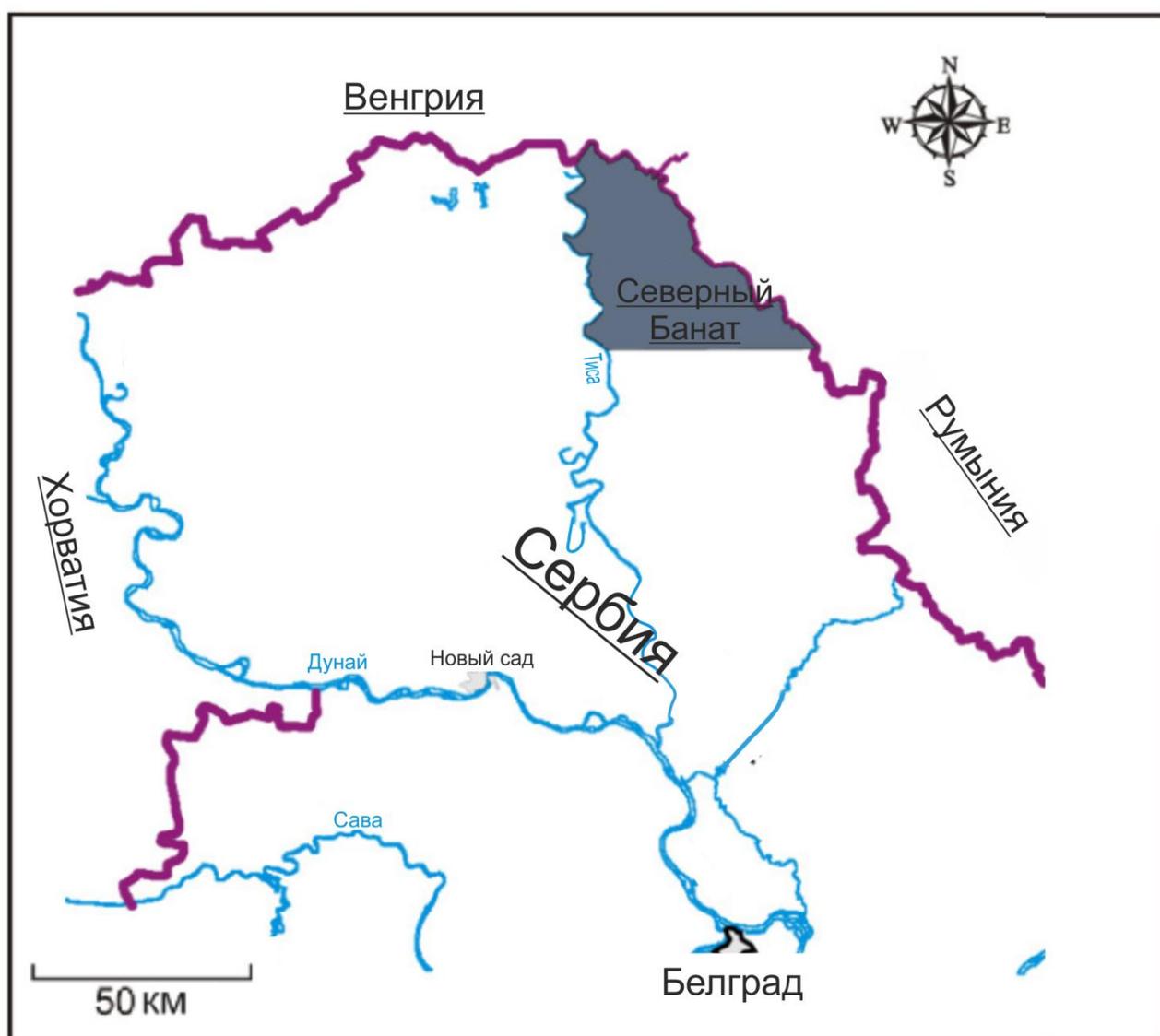


Рисунок 1.1 Местоположение Северного Баната на карте Сербии [16]

Паннонский НГБ связан с Паннонской межгорной впадиной, развитой на срединном массиве пород допозднекаменноугольного возраста, который разделил Альпийский мегантиклинорий на две части – Динарскую на юго-западе и Карпатскую на северо-востоке. (Рис 1.2)

Впадина замыкается в юго-восточной части, в которой обнажается древний фундамент массива и Динариды сближаются с Южными Карпатами. Восточной границей служит зона распространения сарматско-плиоценовых отложений небольшой мощности, залегающих на метаморфическом фундаменте и образующих моноклинали, падающую на запад. С востока бассейн обрамляют горы Апусени и Банат.

В северо-восточной части бассейна перед Восточными Карпатами расположен Закарпатский тыловой прогиб, от горного сооружения Вигорлат-Гутин его отделяет разлом, перекрытый покровом эффузивных пород.

С севера Паннонский бассейн ограничивает система молодых разломов и блоков. Разломы сопровождаются на поверхности молодыми андезитовыми покровами, блоки выносят палеозойский фундамент на поверхность в Фатранский горах и Татрах Западных Карпат. Выходы пород пермского и мезозойского возраста, зачастую перекрытые маломощными отложениями неогена, очерчивают границу остальной части бассейна.

Паннонский НГБ сложен породами каменноугольного, пермского, мезозойского и кайнозойского возраста, которые образуют два структурных этажа: нижний (доорогенный), образованный породами верхнего палеозоя, мезозоя, палеогена, и верхний (орогенный) – неогеновый, берущий свое начало на большей части НГБ с гольветского яруса.

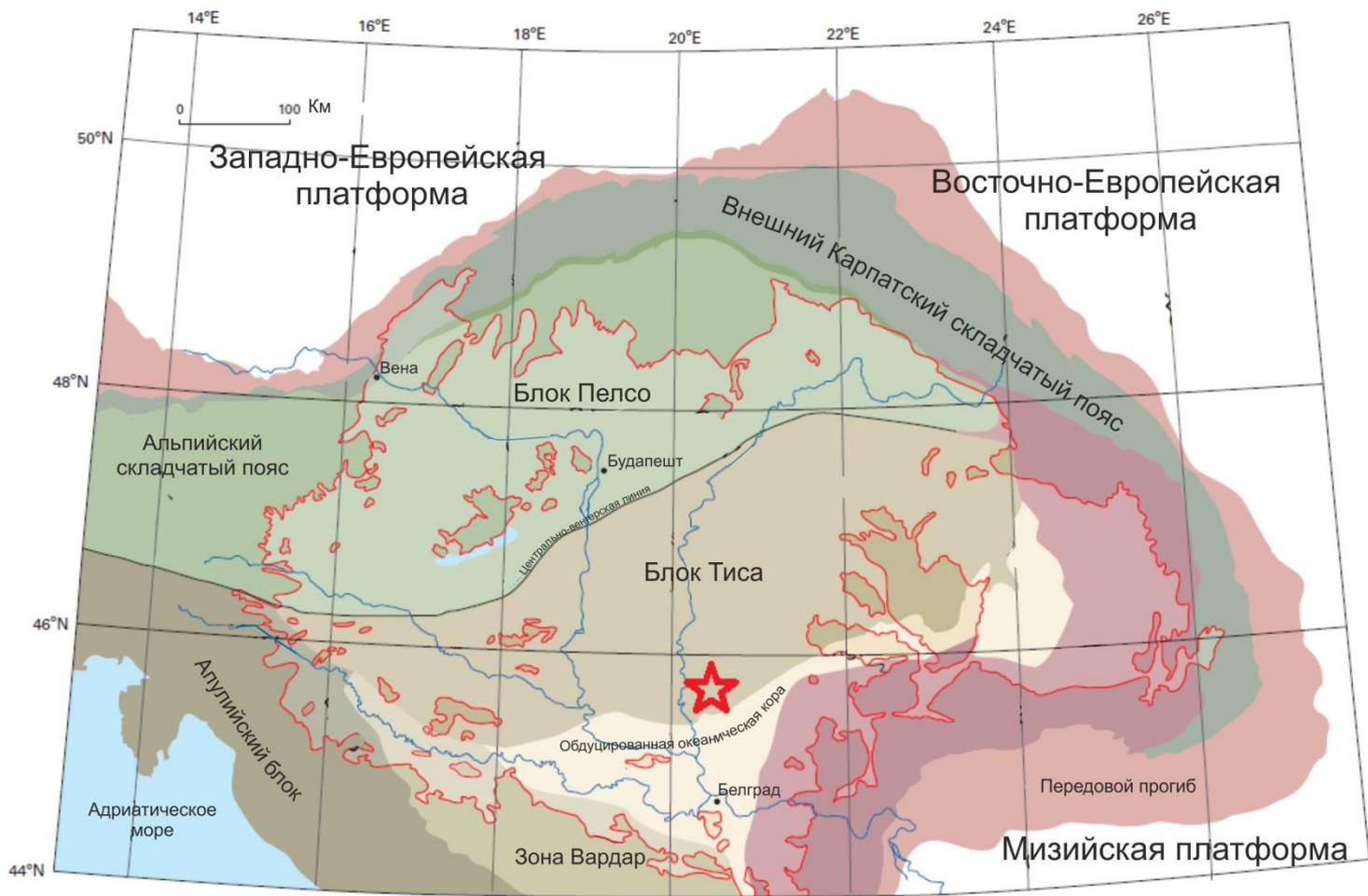


Рисунок 1.2 Карта основных структурных элементов Альпийско-Карпатского орогена. Паннонский бассейн распространён в пределах красных линий. Местоположение Северного Баната указано красной звездой. [16]

Мощность верхнего структурного этажа достигает 7 км. В его состав входят терригенные породы плиоцена мощностью до 3 км на территории Большой Венгерской впадины, терригенные породы сарматского и тортонского яруса с редкими маломощными прослоями известняков, вулканогенные породы (туфы, андезиты, базальты) миоценового отдела. Бурдигальские и аквитанские терригенные угольные отложения представлены ограниченно, их мощность не превышает 500 и 150 м соответственно. Миоценовые отложения Закарпатского прогиба характеризуются наличием каменной соли в тортонском ярусе. Максимальная мощность отложений миоцена установлена в Малой Венгерской впадине (до 1 км) и в Закарпатском прогибе (3 км).

Нижний структурный этаж характеризуется блоковым строением. Разломы, сопровождающие блоки, простираются в четырех основных направлениях – северо-восточном, северо-западном (динаридском), субмеридиональном (банатском), и северо-западном (восточнокарпатском). С северо-восточным направлением связано Баконьское

поднятия, которое образует Средневенгерские горы Бакони и Вертеш. Это поднятие слагают породы мезозойского возраста мощностью до 3500м. На северо-западе Баконьское поднятие отделяет Малую Венгерскую впадину, которая вытянута в северо-восточном направлении и на северо-западе ограничена Малыми Карпатами и Восточными Альпами. Значительная площадь впадины покрыта породами неогена мощностью до 6км, залегающими на метаморфических породах раннегерцинского фундамента.

Банатский грабен, связанный с разломами банатского направления, расположен восточнее долины Дуная между горстообразными поднятиями Грета-Мрамороканским на востоке и Орловат-Кикиндским на западе. На северо-востоке Банатский грабен ограничивает Арадский структурный нос, протягивающийся в субмеридиональном направлении. В северо-восточной части НГБ тыловой закарпатский прогиб ограничивается разломами восточно-карпатского направления, которые образуют систему Береговских горстов и грабен.

Месторождение (Сербия) располагается в юго-западной части Динарской ветви Паннонского нефтегазового бассейна, в пределах Банатского грабена. В Банатском ареале зон нефтегазонакопления месторождения приурочены к небольшим брахиантиклиналям.

Морфологически, Северный Банат это долина, сложенная следующими геоморфологическими формами: речные террасы, озерные террасы, речные долины, старицы. (Рис 1.3)

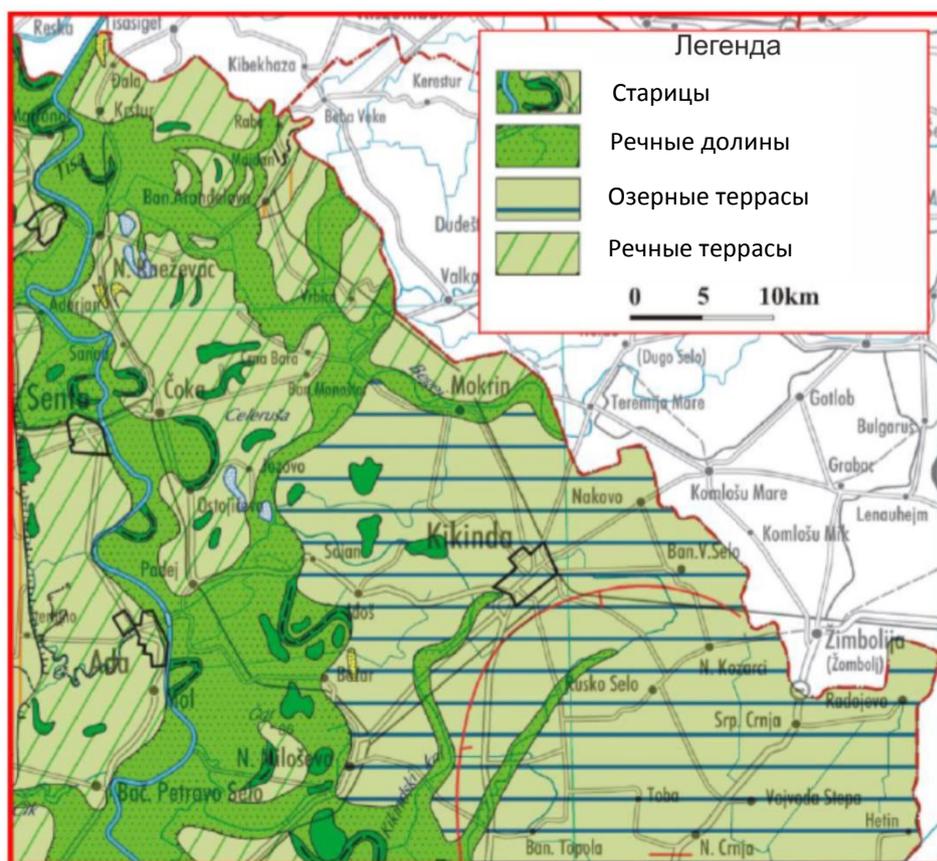


Рисунок 1.3 Геоморфологическая карта Северного Баната. [16]

## 1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

### 2.1.1 Докембрийские отложения

Наиболее древними, относимыми по возрасту к докембрию, возможно нижнему палеозою, являются сланцево-гнейсовые толщи, вскрытые скважинами в различных районах Паннонского бассейна. Глубокометаморфизированные породы, представленные гранито-гнейсами, распространены в юго-восточной части Паннонского бассейна. Среди гранито-гнейсов широко распространены амфиболиты.

В центральной части Паннонского бассейна докембрийские толщи обнаружены к югу от гор Мечек, где они вытягиваются неширокой полосой в северо-восточном направлении, образуя хребет Морадь. В северо-восточной части Паннонского бассейна около г. Шаторальяуйхей и на северном окончании Земплинского «острова» обнажаются гранатово-дистеновые гнейсы, которые также относятся к докембрию.

### 2.1.1 Палеозойские отложения

Нижне-среднепалеозойские отложения представлены метаморфизованными известняками и глубоководными кремнистыми образованиями с основными интрузивными и эффузивными породами.

Отложения относящиеся к средне-верхнепалеозойскому комплексу несогласно перекрывают отложения нижнего-среднего комплекса. В него входят пермские песчаники и фузулиновые известняки, известняки и глинистые сланцы карбона. К этому же комплексу относятся конгломераты (пермь) гор Мечек, гор Апусени и красноцветные песчаники верхнего палеозоя в пределах Сербско-Македонского массива. В пределах Внутренних Карпат на небольшом участке распространена пермская толща, сложенная сланцами, песчаниками, граувакками с основными вулканитами (толеитовые базальты) и их коагматитами (диоритовые порфириты).

Комплекс прорван разнообразными гранитными интрузиями, в составе которых выделяются гранит-порфиры, гранодиориты и другие разности пород.

### 2.1.1 Мезозойские отложения

Триасовый комплекс представлен в основном доломитами и мергелями с маломощными прослоями туфов основного состава и песчаников, распространен в центральной части Паннонского бассейна. В районе гор Мечек доломиты триаса с прослоями ангидритов выходят на поверхность. Мощность отложений триасового комплекса колеблется в различных пределах, максимальные значения составляют около 3500м.

Верхнетриасовый комплекс представлен сланцами, известняками и яшмами с щелочными основными вулканитами и редко – ультраосновными породами. Весь комплекс прорван диабазовыми лавами, и перекрыт светлыми мощными известняками.

Юрско-меловой комплекс хорошо изучен во внутренних Динаридах и горах Апусени. Здесь он представлен преимущественно диабазами и радиоляритами. Ультраосновные породы встречены к северо-востоку от Белграда. К северу от гор Фрушка известняки с основными вулканитами юрско-мелового возраста вскрыты в неширокой полосе широтного простирания. В центре Паннонского бассейна юрско-меловые основные магматические породы и кремнистые образования встречены в районе гор Мечек и протягиваются от них к востоку до северного окончания гор Апусени. Иной характер имеют юрско-меловые отложения, протягивающиеся вдоль северного края бассейна. Они представлены в основном осадочными породами, местами с гальками серпентинитов. Мощность юрских отложений 350-4000 м. Образования мелового возраста имеют мощность до 2100м. В районе Сольнока и Дебрецена в небольшом грабене верхнемеловые (и палеогеновые) отложения представлены терригенным флишем, прослоенном диабазами и андезитами.

На территории Северного Баната в скважинах были вскрыты отложения верхнего мела. Они могут быть разделены на две группы: отложения алеврито-псаммито-псефитовой размерности, органогенные известняки с примесью терригенного материала. Первая группа в основном представлена алевролитами с песчаниками и конгломератами, выше залегают известняки.

### 2.1.1 Кайнозойские отложения

Отложения палеогеновой системы, залегающие на различных ярусах размытых мезозойских пород, развиты на северо-западе бассейна (Малая Венгерская впадина), на севере-в Венгерском Среднегорье (северо-восточнее Будапешта), в Закарпатском прогибе, в Дебреценском грабене и в преддинаридной части бассейна. В Маловенгерской впадине, в Закарпатском прогибе и Дебреценском грабене они выражены терригенным флишем мощностью 200-1000 м. Наиболее полно палеоген (эоцен и олигоцен) представлен на севере бассейна, где мощность его свыше 1 км и сложен он карбонатно-терригенными породами с угленосными пластами в подошве, а в кровле - терригенными породами. В Северном Банате отложения палеогеновой системы представлены железистыми песчаниками, конгломератами и брекчиями.

Неоген-антропогеновые отложения Паннонского бассейна с резким угловым (до 90\*) и стратиграфическим несогласиями залегают на мезозойских и более древних толщах, а также на смятых в складки флишевых породах палеогена.

Породы нижнего структурного комплекса меняют свой литологический состав по степени огрубелости материала от краев к центру отдельных структур. В Чешской части Венского прогиба карпатский ярус на западном склоне Малых Карпат представлен грубыми конгломератами, а в центральной части вскрыты разновозрастные песчаники и аргиллиты.

Верхний структурный комплекс образован породами верхнего миоцена (паннонский ярус), плиоцена и антропогена. В его составе преобладают аргиллиты, алевролиты, пески, песчаники и конгломераты, относящиеся к фациям эпиконтинентального моря или замкнутого солоноватого озера. Среди антропогеновых пород прослежены лессовые образования, озерные известняки и суглинки. На территории Северного Баната отложения нижнего Миоцена представлены песчаниками и алевролитами. (Рис 1.4)

Отложения нижнего бадена сложены осадочными и вулканогенно-осадочными породами. Осадочные породы представлены брекчиями, конгломератами, песчаниками и органогенными известняками. Вулканогенно-осадочные породы представлены туфами. Отложения среднего бадена представлены песчаниками, от мелко- до крупнозернистых, а также серо-белыми органогенными известняками. Общая мощность баденских отложений составляет 180м. Отложения бадена – хорошие коллектора.

Отложения сармата представлены известняками с примесью псаммитового и псефитового терригенного материала. Встречаются мергели, брекчии и песчаники. Сарматские отложения являются хорошими коллекторами.

Отложения паннона представлены известняками и мергелями, с примесью алевроито-песчаного компонента. Отложения псефитовой и псаммитовой размерности встречаются реже. Панноские отложения являются региональным флюидоупором.

Отложения понта распространены на всей территории Северного Баната, их мощность варьируется от сотен до более 2000 метров в северно-восточной части. Отложения нижнего понта несогласно залегают на отложениях паннона, они представлены осадками пелитовой размерности с различной концентрацией карбонатного вещества, часто встречаются прослой угля. Кроме того, отложения понта представлены песчаниками, встречающимися в качестве линз различной мощности (от см до м), они содержат различные концентрации глинисто-алевролитового материала, реже псефитового, а также различные концентрации карбонатного и органического материала. В песчаных образованиях понта было открыто большое количество нефтяных залежей.

Плиоценовые отложения согласно залегают на отложениях верхнего понта, их мощность лежит в пределах 400-1100 метров. Отложения представлены переслаиванием алевролитов, песчаников, мергелей и известняков с прослоями углей. В песчаных образованиях плиоцена было открыто 5 залежей углеводородов.

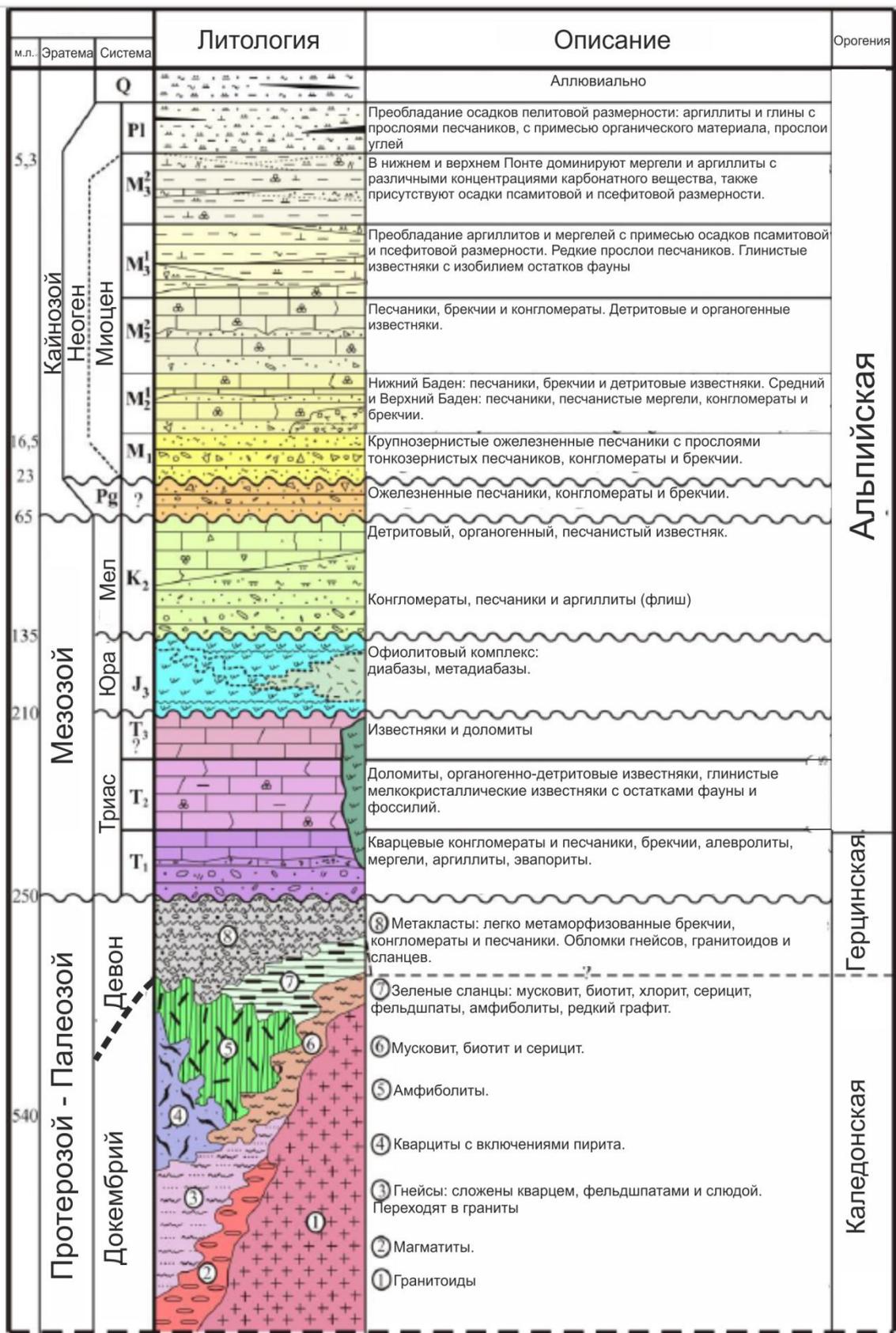


Рисунок 1.4 Сводный разрез Северного Баната [16]

### 1.3 Нефтегазоносность месторождения (Сербия) и фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов.

Нефтегазоносность связана с отложениями среднего миоцена (нижний понт), представленными комплексом пород E2-1, в которые входят продуктивные пласты a, b, c, d, e, f, g.

Основные залежи, с которыми связано наибольшее количество запасов нефти и газа, расположены в пластах e и f. Большинство залежей являются литологически экранированными, реже – тектонически экранированными. Продуктивные пласты месторождения (Сербия) характеризуются схожестью литологического состава и коллекторских свойств.

Схематичный разрез отложений рассматриваемого месторождения с выделенными продуктивными пластами изображен на рисунке 1.5.

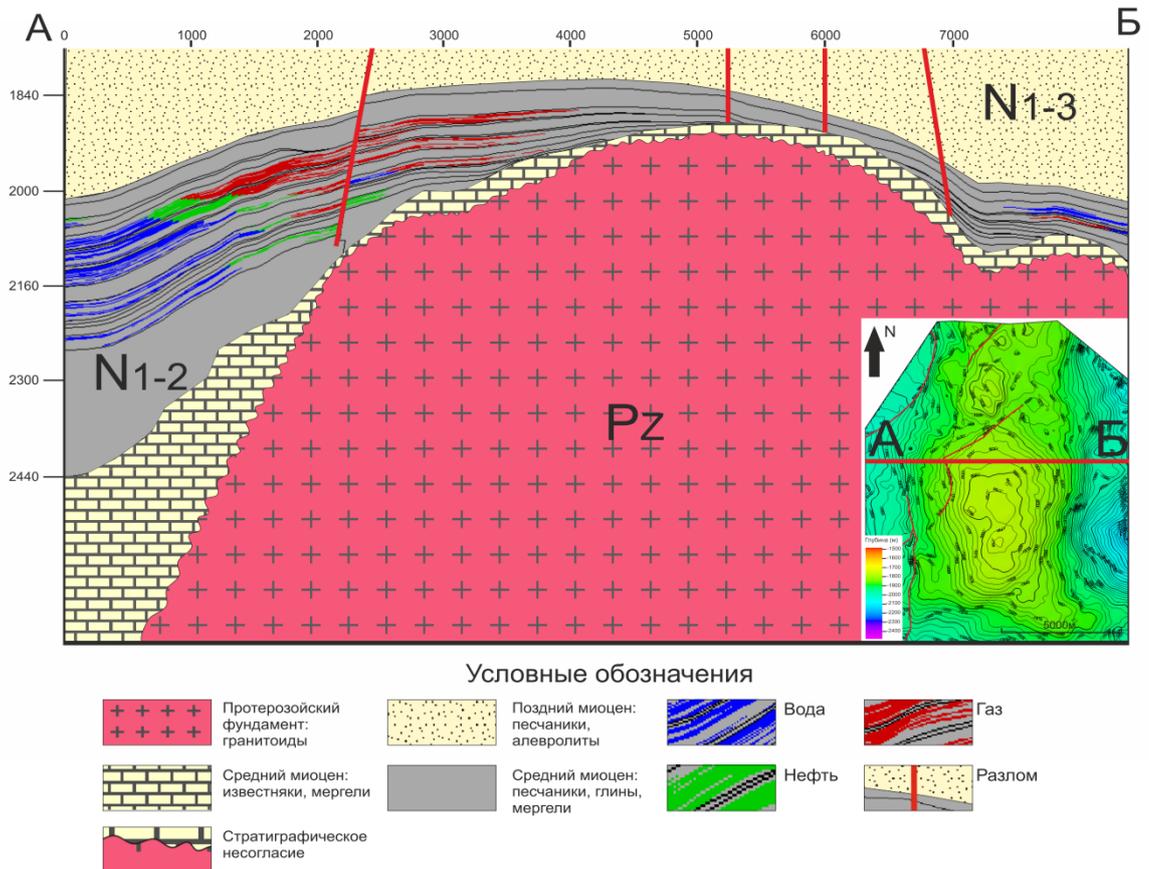


Рисунок 1.5 Схематичный профильный разрез месторождения Сербии. В правом нижнем углу изображена структурная карта по кровле продуктивного комплекса E2-1.

Далее представлено краткое описание продуктивных пластов сверху вниз по разрезу.

Пласт g сложен преимущественно песчаниками, с прослоями песчаных мергелей, а также редкими линзами угля. Песчаник серого цвета, тонкозернистый, слабосцементированный, с примесью карбонатного вещества, горизонтальная слоистость, намечаемая намывами карбонатно-глинистого вещества. Коллекторами нефти в пласте g являются песчаники, от тонко- до среднезернистых, светло-серого цвета при отсутствии насыщения, бурые при насыщении нефтью.

Средние глубины залегания пласта 1950м, лежат в пределах 1900-2100м. Средняя общая мощность пласта составляет 28м, средняя эффективная - 10м.

Фильтрационно-ёмкостные свойства пласта g изучены по результатам лабораторного исследования керна.

Результаты определения коллекторских свойств пласта g приведены в таблице 1.1

Таблица 1.1

Характеристика коллекторских свойств пласта g месторождения (Сербия)

Метод определения	Пористость. %			Проницаемость. *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>			Нефтегазонасыщенность. %		
	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.
Лабораторные исследования керна	14.8	25.4	20.1	1.8	366.0	183.9			

Пласт f представлен тонкозернистыми светло-серыми и серо-зелеными плотными песчаниками, с редкими включениями органического вещества, с прослоями глинистых и песчаных мергелей. Присутствует неярковыраженная горизонтальная слоистость, намечаемая намывами карбонатного вещества. Коллектора относятся к песчаникам, порового типа.

Средние глубины залегания пласта 1990м, в пределах 1820-2100м. Средняя общая мощность пласта составляет 35м, средняя эффективная мощность 17м, варьируется в пределах 10-25м

Фильтрационно-емкостные свойства пласта f изучены по результатам лабораторного исследования керна.

Результаты определения коллекторских свойств пласта f приведены в таблице 1.2

Таблица 1.2

## Характеристика коллекторских свойств пласта f месторождения (Сербия)

Метод определения	Пористость. %			Проницаемость. *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>			Нефтегазонасыщенность. %		
	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.
Лабораторные исследования керна	10.8	32.6	21.7	1.8	366.0	183.9			

Пласт e сложен тонкозернистыми серо-зелеными слабосцементированными песчаниками с слюдистым материалом. Выраженная горизонтальная слоистость, намечаемая примесью алевритисто-глинистого вещества. Присутствуют прослои песчанистого мергеля небольшой мощности. Коллекторами являются песчаники.

Средние глубины залегания пласта 1990м, лежат в пределах 1840-2150м. Средняя общая мощность пласта составляет 25м, средняя эффективная - 12м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта e изучены по результатам лабораторного исследования керна.

Результаты определения коллекторских свойств пласта e приведены в таблице 1.3

Таблица 1.3

## Характеристика коллекторских свойств пласта e месторождения (Сербия)

Метод определения	Пористость. %			Проницаемость. *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>			Нефтегазонасыщенность. %		
	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.
Лабораторные исследования керна	3.8	29.1	16.5	3.0	346.0	174.5			

Пласт d представлен переслаиванием серых среднезернистых песчаников и темно-зеленых мергелей. Песчаник местами карбонатизирован, содержит слюдистый материал, редкие включения органического материала, массивный. Мергель песчанистый.

Средние глубины залегания пласта 2010м, лежат в пределах 1860-2150м. Средняя общая мощность пласта составляет 40м, средняя эффективная - 6м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта d изучены по результатам лабораторного исследования керна.

Результаты определения коллекторских свойств пласта d приведены в таблице 1.4

Таблица 1.4

Характеристика коллекторских свойств пласта d месторождения (Сербия)

Метод определения	Пористость. %			Проницаемость. *10-3 мкм2			Нефтегазонасыщенность. %		
	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.
Лабораторные исследования керна	8.0	35.0	21.5	22.0	240.0	131.0			

Пласт с сложен переслаиванием темно серых глинистых песчаников и песчанистых мергелей. Песчаники среднезернистые, плотные, с выраженной горизонтальной и косой слоистостью, намечаемой намывами органического и глинистого вещества, присутствуют останки понтической фауны: *Paradacna abichi*.

Средние глубины залегания пласта 2055м, лежат в пределах 1880-2200м. Средняя общая мощность пласта составляет 25м, средняя эффективная - 4м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта с изучены по результатам лабораторного исследования керна.

Результаты определения коллекторских свойств пласта с приведены в таблице 1.5

Таблица 1.5

Характеристика коллекторских свойств пласта с месторождения (Сербия)

Метод определения	Пористость. %			Проницаемость. *10-3 мкм2			Нефтегазонасыщенность. %		
	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.
Лабораторные исследования керна	6.5	26.3	16.4	4.7	154.0	79.4			

Пласт b сложен преимущественно темно-серо-зелеными мергелями, весьма песчанистыми, с неярковыраженной горизонтальной слоистостью, с большим содержанием органического вещества. Ниже по разрезу мергели сменяются переслаиванием мергелей и песчаников, среднезернистых, с примесью карбонатного вещества.

Средние глубины залегания пласта 2070м, колеблется в пределах 1900-2230м. Средняя общая мощность пласта составляет 18м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта б изучены по результатам лабораторного исследования керна.

Результаты определения коллекторских свойств пласта б приведены в таблице 1.6

Таблица 1.6

Характеристика коллекторских свойств пласта б месторождения (Сербия)

Метод определения	Пористость. %			Проницаемость. *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>			Нефтегазонасыщенность. %		
	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.
Лабораторные исследования керна	4.4	29.9	17.2	1.8	230.0	115.9			

Пласт а представлен светло серыми среднезернистыми слюдистыми песчаниками, с примесью карбонатного и органического вещества, с прослоями алевроита. К подошве песчаник сменяется мергелем, темно серым, с прослоями алевроита.

Средние глубины залегания пласта 2090м, лежат в пределах 1980-2250м. Средняя общая мощность пласта составляет 27м, средняя эффективная - 5м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта а изучены по результатам лабораторного исследования керна.

Результаты определения коллекторских свойств пласта а приведены в таблице 1.7

Таблица 1.7

Характеристика коллекторских свойств пласта а месторождения (Сербия)

Метод определения	Пористость. %			Проницаемость. *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>			Нефтегазонасыщенность. %		
	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.	мин.	макс.	сред.
Лабораторные исследования керна	9.3	21.9	15.6	4.0	146.0	75.0			

## 2 КОМПЛЕКС МЕТОДОВ КАРОТАЖА, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ

(СЕРБИЯ)

### 2.1 Описание общего комплекса

В разведочных и эксплуатационных скважинах месторождения (Сербия) проводился следующий комплекс геофизических исследований:

- стандартный электрический каротаж (ПС и КС);
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- микрозондирование (МКЗ);
- радиоактивный каротаж (ГК, ННК-Т, ГГК-П);
- акустический каротаж (АК);
- кавернометрия (КВ).

Объем осуществленных исследований для каждого из методов изображен на рисунке

2.1.

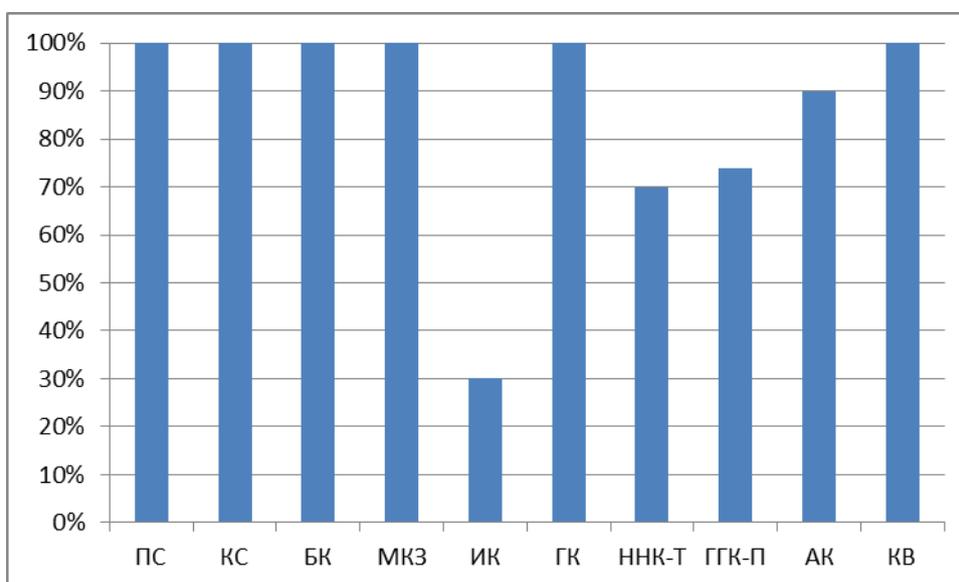


Рисунок 2.1 Процент изученности скважин методами каротажа

Ось X: метод каротажа; Ось Y: процент от общего фонда скважин

## 2.2 Электрические методы

### 2.2.1 Каротаж потенциала собственной поляризации

Данный метод является одним из самых распространенных среди электрических методов каротажа благодаря простоте исполнения, уровню решаемых задач и является обязательным в комплексе проводимых геофизических исследований скважин.

При исследованиях скважин методом потенциалов собственной поляризации изучают естественные электрические поля, возникающие в скважине и породах в результате физико-химических процессов – диффузии солей в растворах электролитов, фильтрации жидкости, окислительно-восстановительных реакций. Потенциалы диффузионного происхождения играют главную роль в формировании естественных электрических полей в скважине, в случае если она заполнена буровым раствором на водной основе. Возникновение диффузионно-адсорбционного потенциала связано с диффузией солей, происходящей в водных растворах электролитов. Соли, которые содержатся в данных растворах, распадаются на положительно и отрицательно заряженные частицы – ионы. При взаимодействии растворов с различной концентрацией происходит процесс переноса ионов из более концентрированного раствора в менее концентрированный. Таким образом, за счет процесса диффузии солей на контакте растворов электролитов пластовой воды и фильтрата глинистого раствора образуется ЭДС, которую называют диффузионным потенциалом. (Рис 2.2)

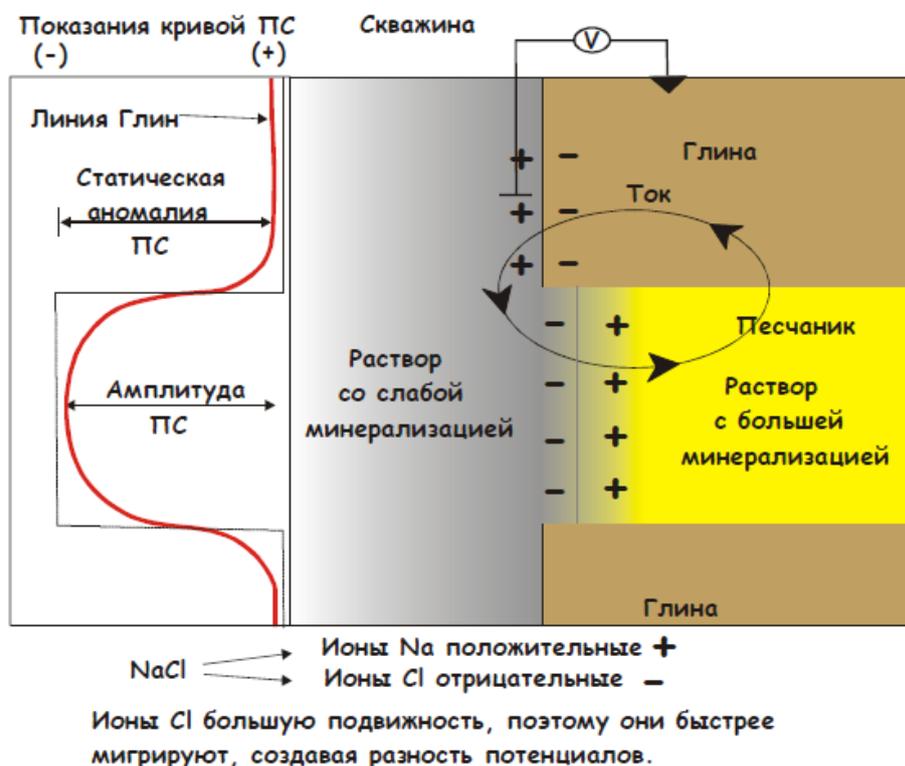


Рисунок 2.2 Схематическое изображение процесса возникновения диффузионного потенциала собственной поляризации [12]

Кроме того, в отдельных случаях возникают фильтрационные (если фильтрация жидкости происходит из скважины в пласт) и окислительно-восстановительные (при контакте электропроводимых минералов с растворами электролитов) потенциалы.

Исследования данным методом проводят, осуществляя регистрацию диаграммы изменения по разрезу скважины разности потенциалов между электродом М, перемещающимся по стволу скважины, и электродом N, расположенным на земной поверхности близ устья скважины. Регистрируемая амплитуда потенциалов ПС  $\Delta U_{\text{ПС}}$  – падение потенциала на оси скважины из-за токов ПС от ЭДС, который возникает на контактах между пластами, а также на контакте скважина-пласт. Середина пласта отмечается максимальной или минимальной амплитудой.

Чаще всего метод используется для решения задач:

1. Литологическое расчленение разреза
2. Оценка глинистости горных пород
3. Определение минерализации пластовых вод

### 2.2.2 Каротаж сопротивлений

Данный вид каротажа основан на изучении электропроводности и ее отличии для разных горных пород. Способность горной породы пропускать электрический ток выражена в величине ее удельного электрического сопротивления. Удельное сопротивление горных пород изменяется в широких пределах, что позволяет использовать этот показатель для детального изучения пород. Удельное сопротивление зависит от породообразующих минералов и водных растворов солей в порах породы, их содержания, температуры породы.

Главные породообразующие минералы – диэлектрики. Поэтому электропроводность горных пород связана с присутствующей в их порах пластовой водой и напрямую зависит от ее удельного сопротивления и занимаемого ею объема. Таким образом, можно определить пористость породы.

Для определения удельного сопротивления горных пород, которые были вскрыты скважиной, используют установки, состоящие из четырех электродов AMNB, такую установку называют зондом. Существуют различные виды зондов, которые отличаются друг от друга по результатам измерений – потенциал- и градиент- зонды, по расположению парных электродов по отношению к непарным, по числу токовых электродов в скважинах. (Рис 2.3) В скважину опускают электроды AMN или ABM, четвертый электрод устанавливают на поверхности. Через питающие электроды с поверхности в породу вводится электрический ток I, между измерительными электродами измеряется разность потенциалов,

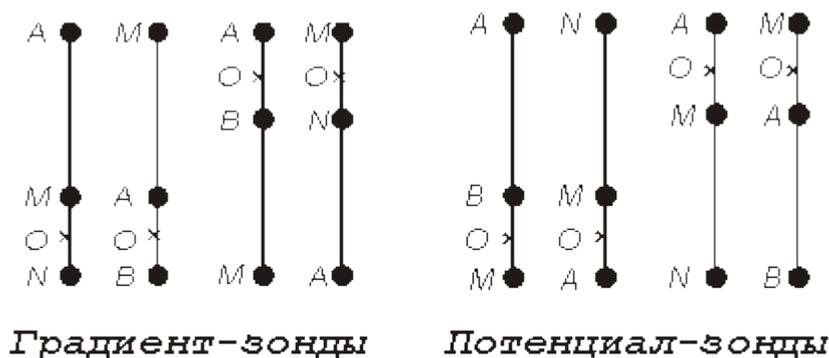
которая пропорциональна подающемуся току и удельному сопротивлению пород (формула 2.1):

$$\rho = K \frac{\Delta U}{I} \quad (2.1)$$

где  $K$  – коэффициент зонда, зависящий от расстояния между электродами

В результате измеряется кажущееся удельное сопротивление  $\rho_k$ , так как среда, пересекаемая скважиной, неоднородна. Неоднородность среды по сопротивлению определяется удельными сопротивлениями различных пород, их мощностями, диаметром скважины и другими параметрами. Поэтому кажущееся удельное сопротивление – величина, подсчитанная по результатам измерений многоэлектродного зонда по формуле, полученной для однородной среды. Результаты измерений выражают в виде кривой изменения кажущегося сопротивления по стволу скважины

С помощью данного метода возможно определить границы пласта, тип насыщения пород, водонасыщенность, пористость.



**A и B – токовые электроды**  
**M и N – измерительные электроды**  
**O – точка записи зонда**

Рисунок 2.3 Различные зонды КС [7]

### 2.2.3 Боковой картаж

В данном методе, как и в методе КС, используется различие горных пород по удельному электрическому сопротивлению. Основное отличие – использование дополнительных фокусирующих (экранных) электродов, за счет чего достигается фокусировка тока в радиальном направлении, позволяющая уменьшить влияние скважины и вмещающих пород.

Существует несколько вариантов бокового каротажа, которые различаются между собой по количеству электродов в зонде: трех-, семи-, девятиэлектродные. Наиболее часто на практике применяются трех- и семиэлектродные зонды. (Рис 2.4)

Главное преимущество метода БК перед КС – уменьшение влияния бурового раствора, заполняющего скважину, на измеренное кажущееся сопротивление.

Между основным и фокусирующим электроном поддерживаются электрические потенциалы, близкие между собой, за счет чего ток направляется перпендикулярно оси скважины в ее стенки. Метод эффективен при каротаже тонких пластов (мощностью меньше 1.2м) при большой разнице в сопротивлениях между пластами, вмещающими породами и буровым раствором.

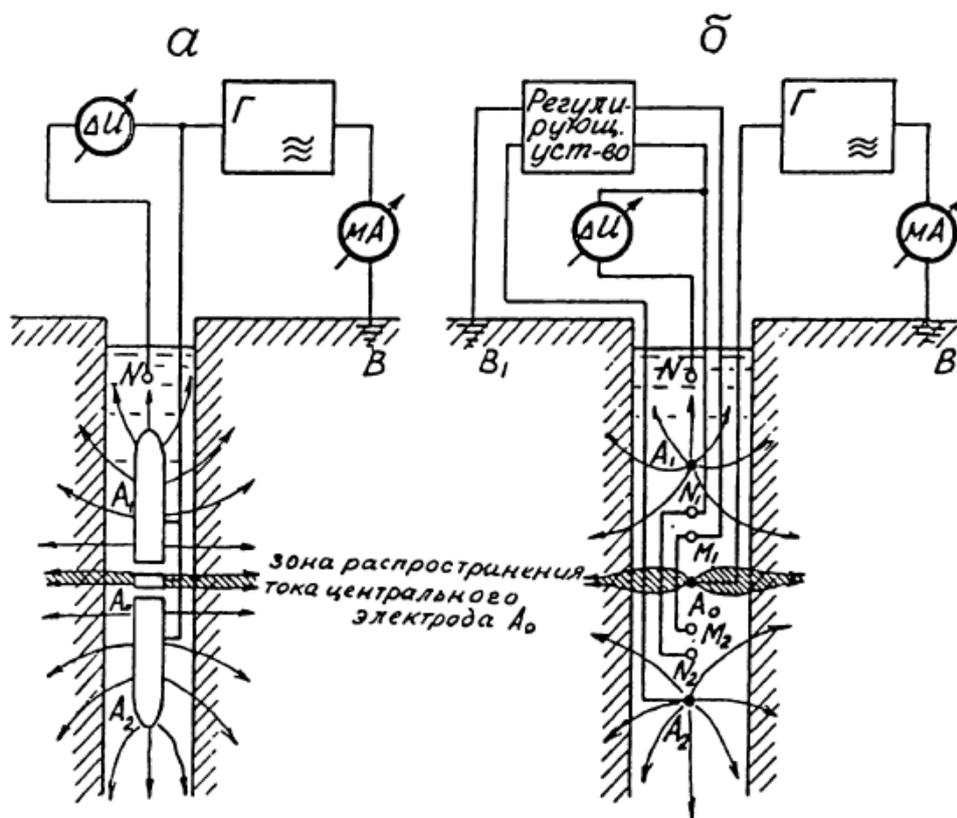


Рисунок 2.4 Схемы бокового каротажа с трехэлектродными (а) и семиэлектродными (б) зондами [2]

С помощью метода БК можно провести детальное расчленение разреза, выделить пласты-коллекторы, определить истинные значения сопротивления пластов.

#### 2.2.4 Микрозондирование

Микрокаротаж используется для детального изучения прискважинной зоны разреза, для чего используются установки с малой глубиной исследования. Микрозонд – зонд

маленького размера, чьи электроды крепятся на башмаке из изоляционного материала на небольшом расстоянии друг от друга. Башмак прижимают к стенке скважины, для исключения влияния скважины на результаты измерения. На практике применяется микропотенциал и микроградиент зонд с глубинами исследований – 8 и 3.75 см.

Данные микрозондирования используют для уточнения и четкой отбивки границ, выделения различных литологических разностей, детального расчленения разреза, определения пористости и трещиноватости пород, выделения коллекторов, оценки толщин пластов.

На результаты измерения микроградиент зонда в значительной мере влияет глинистая корка, когда как показания микропотенциал зонда определяются в основном сопротивлением промытой зоны и пласта. Благодаря этому по диаграммам микрозондов в комплексе с другими методами каротажа можно выделять породы различных типов.

В проницаемых коллекторах с межзерновой пористостью показания микропотенциал-зонда больше, чем у микроградиент-зонда, наблюдается это при небольшой глинистой корке. Данное явление называется положительным приращением:

$$\Delta\rho = \rho_{\text{кмпз}} - \rho_{\text{кмгз}} > 0 \quad (2.2)$$

Уровень приращения у продуктивных пластов выше, чем у водоносных за счет остаточного нефтенасыщения.

Напротив плотных и глинистых пород показания микрозондов совпадают, но для них характерен более низкий уровень значений кажущихся сопротивлений.

Использование метода МКЗ обусловлено наличием проницаемых пластов коллекторов, которые можно обнаружить с помощью данного метода.

### 2.2.5 Индукционный каротаж

Индукционный каротаж основан на изучении распределения электромагнитного поля в пространстве, окружающем зонд, в зависимости от удельной электропроводности горных пород. В отличие от других методов электрического каротажа, индукционный каротаж возможно применять в сухих скважинах и скважинах, заполненных непроводящей промывочной жидкостью. Помимо этого, индукционный метод дает лучшую разрешающую способность по мощности, по сравнению с другими электрическими методами, и больший радиус исследования.

Зонд для индукционного каротажа, в своем элементарном виде, состоит из генераторной и измерительной катушки, закрепленных на немагнитном стержне, на расстоянии друг от друга. Генераторная катушка является источником переменного первичного магнитного поля. В результате в породах, окружающих зонд, создаются вихревые токи, которые, в свою очередь, создают вторичное переменное магнитное поле.

Для однородной среде линии вихревых токов представлены окружностью с центром по оси скважины. Под действием первичного и вторичного магнитного поля в приемной катушке возникает ЭДС, из которой впоследствии вычитается ЭДС первичного магнитного поля. Таким образом, проходит регистрация ЭДС, индуцируемой вторичным магнитным полем  $H$ , которая приблизительно пропорциональна электропроводности окружающей среды (Формула ссылка). В результате, при перемещении зонда в скважине проходит регистрация диаграммы изменения электропроводности среды по разрезу. Единица измерения электропроводности пород  $\sigma$  – См/м, на практике используется мСм/м.

$$E = K_{\text{и}} \times \sigma \quad (2.3)$$

где  $K_{\text{и}}$  – коэффициент индукционного зонда, зависит от числа витков и диаметра генераторной и приемной катушек зонда, силы и частоты тока.

При изучении неоднородных сред определяют кажущуюся удельную электропроводность  $\sigma_{\text{к}}$  – электропроводность такой фиктивной однородной среды, для которой при определенных параметрах зонда создается вторичная ЭДС, равная ЭДС, измеряемой тем же зондом при исследовании в данной неоднородной среде.

Данный метод позволяет детально изучить разрезы, выделить нефтеносные и водоносные породы, изучить строение переходной зоны, отбить положение ВНК и ГВК.

## 2.3 Радиоактивные методы

### 2.3.1 Гамма-каротаж

Породы, входящие в состав осадочных комплексов нефтегазоносных месторождений содержат радиоактивные элементы, чаще всего представленные ураном, торием и калием. Данные изотопы являются источником естественного гамма излучения, которое, в свою очередь, создает естественный фон радиоактивности, информацию о котором можно использовать для решения геологических задач. Наибольшее излучение выделяют глинистые породы, адсорбирующие наибольшее количество естественных радионуклидов за счет своей большой удельной поверхности.

Основное назначение ГК – выделение глинистых пластов по их повышенному уровню естественной радиоактивности. Породы, характеризующиеся повышенным уровнем гамма активности, представлены глинами, аргиллитами, кислым вулканическими породами. Песчаники, известняки, доломиты, угли, ангидриты, галит характеризуются, напротив, низкими значениями гамма излучения. Кроме того, данный метод широко используется для оценки глинистости пород.

Интерпретация данных ГК чаще всего проводится с использованием метода относительной амплитуды и с нормализацией показаний по двум опорным пластам. Данные пласты представляют собой типичные для разреза глинистые породы и чистый песчаник.

Наряду с естественным излучением горных пород, на показания гамма-метода оказывают влияние: поглощение гамма-излучения в скважине, которое зависит от диаметра скважины, плотности бурового раствора, наличия и толщины обсадной колонны, цементного кольца; радиоактивность среды, заполняющей ствол скважины. Поэтому для количественного определения общей массовой радиоактивности пород необходимо учитывать эти факторы.

Измерительная установка ГК состоит из детектора гамма-квантов и электронной схемы, которая необходима для питания индикатора, усиления сигнала и передаче его на поверхность. Данная установка зачастую включается в состав комплексных приборов, которые реализуют сразу несколько методов ГИС, либо используется как самостоятельный прибор. Модуль ГК возможно использовать с другими модулями без ограничений. Радиус исследования данным методом составляет около 30см.

### 2.3.2 Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

В методе ННК-Т горная порода облучается быстрыми нейтронами, которые в результате многочисленных ударов с ядрами атомов окружающей среды уменьшают свою энергию до величины порядка энергии теплового движения атомов. Такие нейтроны называются тепловыми, а их распространение в среде – диффузией тепловых нейтронов, которая заканчивается поглощением нейтронов ядром атомов окружающей среды, в результате чего происходит испускание гамма-кванта радиационного захвата. В методе ННК-НТ регистрируют надтепловые нейтроны.

Количество нейтронов, которые достигают приемника в данном методе зависит от особенности процесса замедления нейтронов в среде, в которой находится прибор ННК. Потеря энергии при соударении нейтрона с ядром, так же как и расстояние, которое он проходит между соударениями, является случайной, поэтому замедление отдельных нейтронов до тепловой энергии происходит на разных расстояниях от источника.

В приближенной форме закон уменьшения плотности потока нейтронов  $\Phi$  в зависимости от расстояния  $r$  до источника:

$$\Phi = \frac{Q}{8\pi L_f^3 x} e^{-r/L_f} \quad (2.4)$$

где  $Q$  – интенсивность источника (нейтр./с);  $x$ -замедляющая способность среды;  $L_f$  - параметр замедления, который описывает среднеквадратическое расстояние, проходимое нейтроном до замедления.

Среднеквадратическое расстояние уменьшается при уменьшении пробега между соударениями, а также при уменьшении числа соударений, необходимых для замедления. При увеличении энергии потери нейтронов при соударении число соударений уменьшается.

Среди породообразующих элементов самым аномальным является водород. У него самое большое сечение рассеяния, и при соударении с ним нейтрон теряет больше всего энергии. Влияние остальных породообразующих элементов примерно одинаково и гораздо меньше влияния водорода.

Поэтому показания НК-Т почти полностью связаны с количеством водорода, который в основном присутствует в горных породах в составе воды или углеводородов, которые заполняют их поры.

Данный метод позволяет выделить интервалы коллекторов; определить положение ВНК, ГВК, ГНК; определить тип насыщения коллектора; оценить пористость; провести литологическое расчленение разреза.

На рассматриваемом месторождении данный метод используется для установки контактов нефть-вода, газ-нефть.

### 2.3.3 Гамма-Гамма каротаж плотностей

Данный метод основан на регистрации и изучении рассеянного гамма излучения, полученного при облучении горной породы стационарным ампульным источником гамма-квантов. Фильтр из тяжелого металла (Fe, Pb, W и др.), установленный между источником и детектором, почти полностью поглощает естественное гамма-излучение горных пород. Поэтому данный метод позволяет измерить гамма-излучение, которое почти полностью состоит из излучения источника, претерпевшего хотя бы одно рассеяние на атомах среды, окружающей источник.

Плотностная модификация (ГГК-П) основана на использовании гамма-квантов относительно большой энергии. Детектор размещается в корпусе из тяжелого металла, который полностью поглощает кванты с энергией меньше 0.15-0.2 МэВ. Поэтому регистрируется в основном излучение, превышающее 0.2 МэВ, а на интенсивность этого излучения влияет комптоновское рассеяние, и зависит оно лишь от плотности среды, которая окружает скважинный прибор. Чем больше плотность, тем меньше показания ГГК-П.

Метод отличается малой зоной исследования (10-15 см), поэтому показания в значительной степени зависят от положения прибора в скважине, а также от изменений в прискважинной зоне. Измерительный зонд ГГК-П содержит ампульный источник и два детектора гамма-излучения. Зонд расположен на выносном башмаке, который в процессе изучения скважины прижимает к стенке рабочей поверхностью, либо в защищенной отсеке скважинного прибора, когда к стенке скважины прижимают весь измерительный прибор.

Точкой записи служит середина расстояния между детекторами измерительного зонда. Размер зонда обычно 20-40см.

Метод применяют для расчленения разрезов и установления емкостных параметров пород. ГГК-П используется непосредственно для определения плотности горной породы. Для этого предварительно на основании измерений на пластах известной плотности строятся кривые зависимости показаний от плотности горной породы.

## 2.4 Акустический каротаж

Акустический каротаж основан на изучении полей упругих колебаний в звуковом и ультразвуковом частотном диапазоне, которые возникают в горных породах за счет воздействия на них источника, расположенного в скважине.

В среде могут распространяться волны двух типов – продольные Р и поперечные S. В продольной волне частицы движутся в направлении распространения волны, в поперечной – в направлении, перпендикулярном направлению распространения. Поперечные волны могут возникать лишь в твердых средах. Скорость распространения волны зависит от плотности и упругих свойств среды. Скорости поперечных волн значительно ниже продольных. Для рыхлых пород величины скоростей сильно зависят от глубин залегания и разности горного и гидростатического давления.

С увеличением коэффициента пористости скорость распространения волны в породе уменьшается. Кроме того, скорость волны в породе зависит от ее литологического состава, глинистости, степени цементированности и других факторов. На малых глубинах скорости распространения также зависят от характера насыщения: скорость волны в газоносных пластах ниже, чем в нефтеносных, а в нефтеносных ниже, чем в водоносных.

При удалении от излучателя энергия волн уменьшается за счет процессов поглощения энергии горной породой, увеличения протяженности фронта волны. Энергия волны  $E$  и ее амплитуда  $A$  изменяется по законам:

$$A = A_0 \times e^{-ar} \quad (2.5)$$

$$E = E_0 \times e^{-2ar} \quad (2.6)$$

где  $r$  - расстояние от источника до точки наблюдения,  $a$  – амплитудный коэффициент поглощения (затухания). Коэффициент затухания растет с увеличением коэффициента пористости, с ростом глинистости и трещиноватости.

Простейший зонд акустического метода состоит из излучателя упругих колебаний и приемника колебаний. Зачастую для уменьшения влияния скважины и перекося прибора в скважине используют трех- и четырехэлементные зонды.

При проведении акустических исследований регистрируются волны различных типов: прямая гидроволнна  $P_0$ , отраженная волна  $P_0P_0$ , преломленная продольная  $P_0P_1P_0$  и

поперечная  $P_0S_1P_0$  волны, а также помехи. Преломленные волны – основной объект изучения при акустическом каротаже, для их образования необходимо, чтобы угол падения волны на стенку скважины был больше определенного критического значения, чтобы достичь этого регулируется длина зонда.

Проведение акустических исследований требует наличия бурового раствора, который нужен для обеспечения контакта источника и приемника зонда с окружающей средой. Наиболее распространённая форма представления данных метода АК – регистрация интервального времени (время пробега волной 1 метра) и коэффициента затухания.

Результаты АК используются для литологического расчленения разреза, поиска коллекторов, определения их пористости и характера насыщения, контроля обводнения залежей. Проведение литологического расчленения возможно лишь для пород с близкими значениями их коэффициентов пористости.

## 2.5 Кавернометрия

Диаметр скважины изменяется в процессе бурения. Он может быть равен диаметру долота – быть номинальным, превышать диаметр долота или быть меньше. Изменения диаметра зависит от литолого-петрографических свойств горных пород, а также от технологии бурения.

При прохождении через плотные и непроницаемые породы номинальный диаметр сохраняется. Увеличение диаметра наблюдается при прохождении через глины, аргиллиты, каменные соли, трещиноватые и кавернозные известняки. При прохождении через проницаемые горные породы наблюдается рост глинистой корки, и, следовательно, уменьшение диаметра скважины.

Кавернометрия – измерение фактического диаметра скважины. Измерение осуществляется специализированными приборами – каверномерами, которые позволяют непрерывно отслеживать усредненный диаметр по глубине.

Существуют различные виды каверномеров: циркульные, фонарные, ромбические. Принцип их работы – стремление пружины прижать шарнирные соединения измерительных рычагов к стенке скважины. При изменении диаметра происходит движение штока, что приводит к изменению датчика, в результате происходит преобразование движения в электрический сигнал, который регистрируется на поверхности в виде разности потенциалов.

Диаметр скважины определяется по формуле:

$$d_c = d_0 + \frac{C\Delta U}{I} \quad (2.7)$$

Здесь  $d_0$  – начальный диаметр скважины,  $C$  – постоянная кавернометра,  $I$  – сила тока в цепи,  $\Delta U$  – разность потенциалов.

Чаще всего используются приборы ромбического или рессорного типа, так как с их помощью можно производить измерения по стволу скважины вверх и вниз, они могут быть включены в конструкции скважинных приборов в связке с другими методами ГИС.

Кавернометрия используется при выделении коллекторов по уменьшению диаметра скважины за счет образования глинистой корки, для литологического разделения разреза.

## 3 МЕТОДИКА ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН, ВЫДЕЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ

### ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ

#### 3.1 Литологическое расчленение разрезов скважин

Литологическое расчленение разреза является основой комплексной интерпретации, и выполняется по данным полного комплекса ГИС. Расчленение проводят по схеме:

- а) разделение пород на коллекторы и не коллекторы
- б) выделение среди коллекторов и не коллекторов отдельных литологических разностей.

Для изучения литологического состава обычно используют различные сочетания комплекса методов: КС, ПС, ГК, НГК, кавернометрию. Перед началом расчленения кривые увязывают по глубине, опираясь на данные керн, а также на наиболее четко выделяющиеся пласты. В процессе геологической интерпретации ключевую роль играют как сами значения тех или иных параметров ГИС, так и их соотношения между собой. (Рис 3.1)

В нефтяных и газовых скважин встречаются два основных типа разреза – терригенный и карбонатный. Основные разности, составляющие терригенный разрез: глины, пески, песчаники, глинистые пески, плотные глинистые песчаники. На рассматриваемом месторождении, несмотря на присутствие в разрезе прослоев мергелей (которые выступают в качестве флюидоупора), расчленение проводилось на основе терригенного типа разреза.

С помощью методов ГИС возможно определение группы глинистых пород (глины, аргиллиты, глинистые сланцы). Они обладают яркими признаками: увеличение диаметра скважины (данные КВ) по сравнению с номинальным, низкими кажущимися удельными сопротивлениями (данные КС), высокими показаниями ПС и ГК, низкими показаниями НГК и микрозондов, высокими значениями интервального времени пробега (данные АК).

Пески, песчаники характеризуются низкими значениями ПС, низкими значениями ГК. По сравнению с глинами, показания КС для песчаников выше, колеблются в значительных пределах (единицы – сотни Ом\*м), зависят от характера насыщения (низкие значения при насыщении водой, высокие при насыщении УВ), пористости, состава цемента, глинистости, состава глинистой примеси. Для песчаников характерно положительное приращение показаний кажущихся сопротивлений МПЗ над МГЗ. Кроме того, песчаники характеризуются пониженными значениями на кривой КВ за счет образования глинистой корки.

Для глинистых песчаников характерны высокие значения ПС (слабое отклонение от линии глин), повышенные значения ГК. На кривой кавернометрии напротив глинистых

песчаников зачастую наблюдаются номинальные значения. На показаниях микрозондов наблюдается равенство сопротивлений МПЗ и МГЗ при номинальном диаметре скважины.

Мергели характеризуются повышенными значениями КС по сравнению с глинами, но меньшими, чем известняки и доломиты. Диаграммам НГК для мергелей отвечают промежуточные показания, а на кавернограмме обычно регистрируются показания номинального диаметра скважины. В данном случае для рассматриваемого месторождения определение мергелей проводилось по аналогии с определением глинистых пород, так как чистых карбонатов в разрезе не представлено, то нет необходимости в использовании методов расчленения карбонатных разрезов.

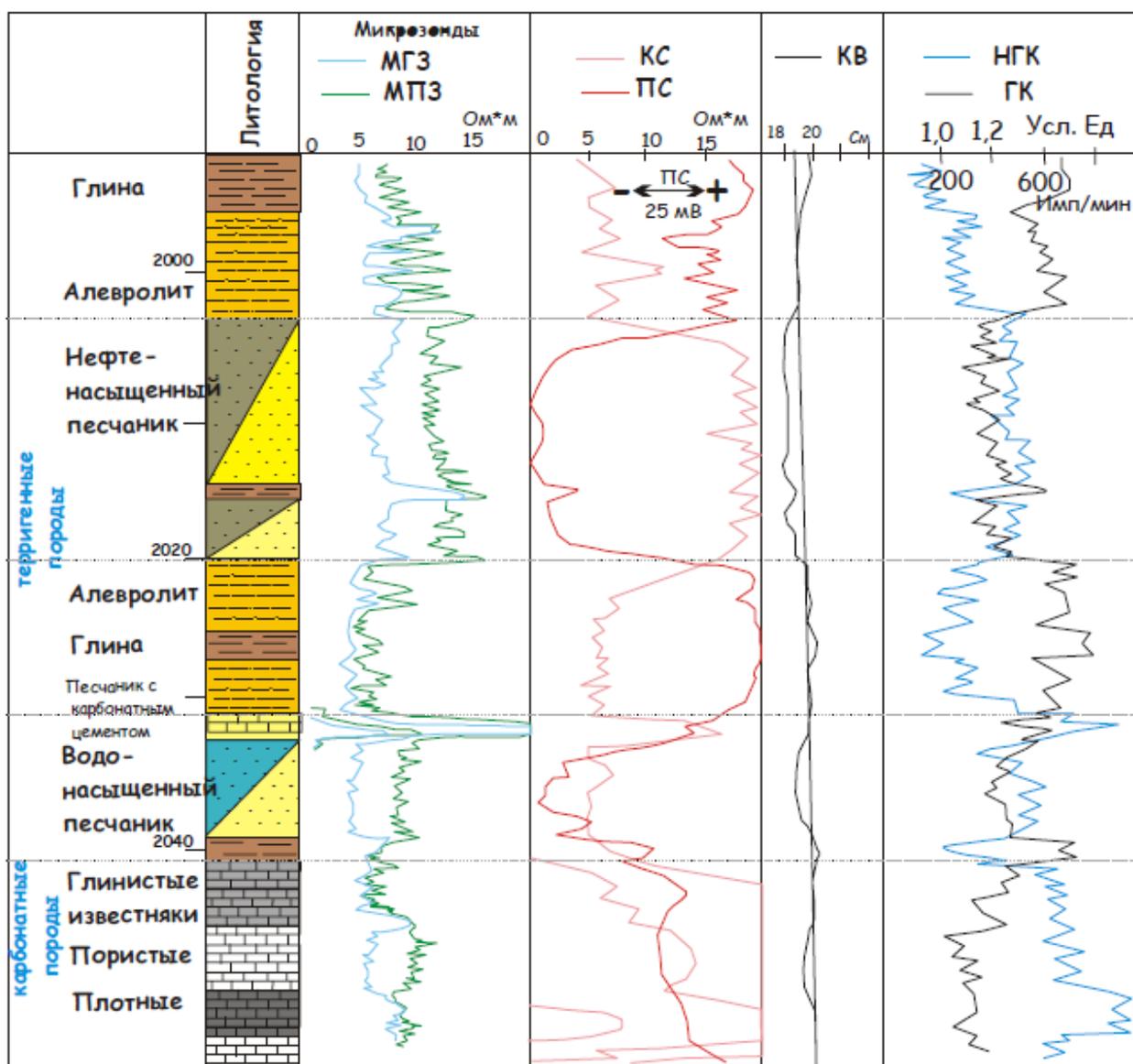


Рисунок 3.1 Пример литологического расчленения разреза по данным ГИС [12]

## 3.2 Выделение коллекторов

### 3.2.1 Качественные критерии

Наиболее устойчивыми качественными признаками обладают межзерновые терригенные и карбонатные коллекторы. Для них характерны критерии, которые позволяют разделить проницаемые и непроницаемые породы по значениям пористости, проницаемости и ряда геофизических характеристик. Наличие четко определенных качественных признаков и количественных критериев облегчает выделение поровых коллекторов.

Выделение неглинистых межзерновых терригенных коллекторов проводится на основе следующих признаков (Рис 3.2):

1) Отрицательная аномалия ПС, в случае, когда удельное сопротивление фильтрата превышает удельное сопротивление пластовой воды, положительная аномалия ПС, в обратном случае.

2) Наличие положительного приращения (кажущееся сопротивление МПЗ > кажущееся сопротивление МГЗ) на диаграмме микрозондов

3) Сужение диаметра скважины за счет глинистой корки

4) Минимальные показания на диаграмме ГК, за исключением случаев, в которых в скелете породы присутствуют минералы, обладающие радиоактивными свойствами (монацит, глауконит и др.)

5) Средние показания НГК. Исключение – газонасыщенные коллекторы с неглубокой зоной проникновения. В этом случае показания НГК не отличаются от показаний в плотных породах.

6) Увеличение интервального времени на диаграмме акустического каротажа

Если коллектор имеет значительную примесь глинистого материала, то величина аномалии ПС будет меньше, также наблюдается меньшее положительное приращение МПЗ над МГЗ.

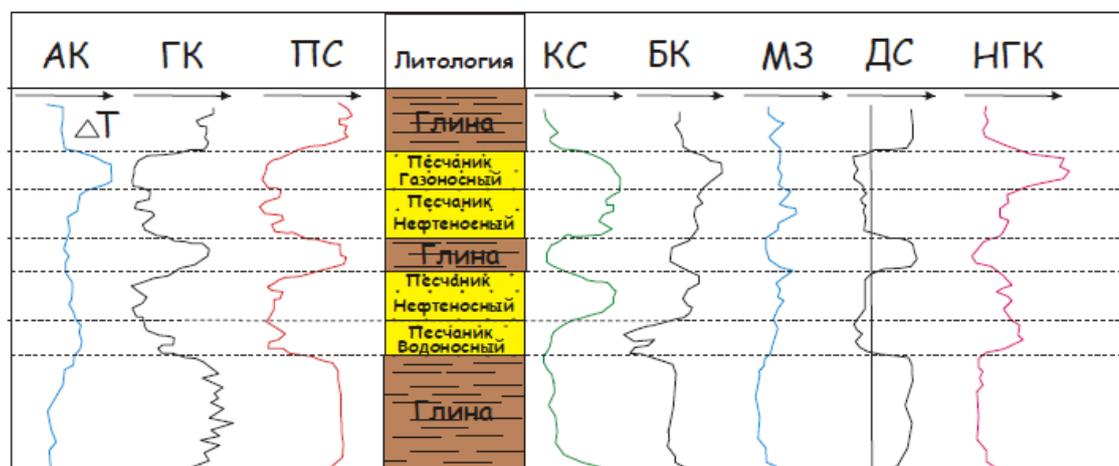


Рисунок 3.2 Типичные кривые ГИС для терригенных пород [12]

### 3.2.2 Количественные критерии

Если выделить коллектора по прямым качественным признакам не представляется возможным, то следует использовать количественные критерии, или так называемый статистический метод.

Граница между коллекторами и неколлекторами определяется минимальными значениями проницаемости и пористости, максимальными значениями глинистости и, следовательно, соответствующими значениями геофизических характеристик, с помощью которых можно определить пористость и глинистость пород.

Статистический метод основан на обосновании определенного граничного значения одного из емкостных, либо геофизических параметров горной породы. Для этого разрез базовой скважины (интервала) делится на проницаемые и непроницаемые пласты по прямым качественным признакам, после чего проводится построение интегральных распределений пористости по ГИС или других геофизических параметров для двух групп пород – коллекторов и неколлекторов. (Рис 3.3)

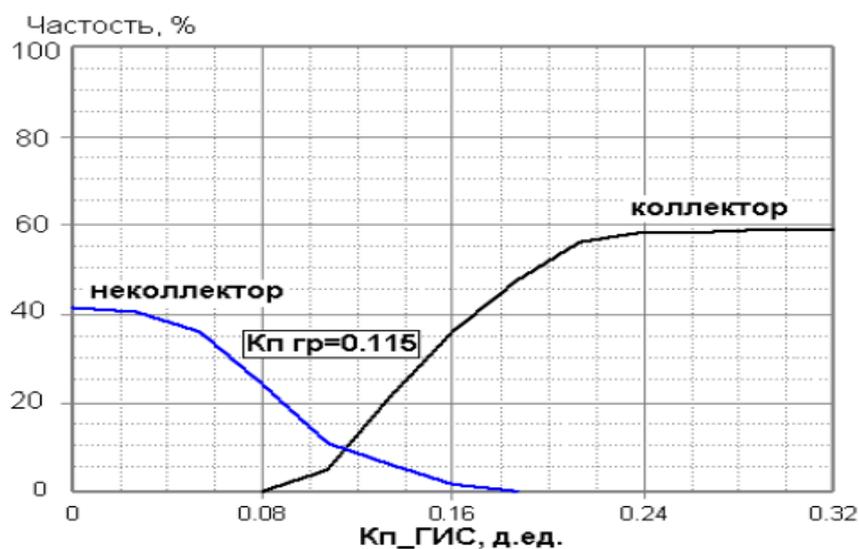


Рисунок 3.3 Пример кумулятивных кривых распределения пористости коллекторов и неколлекторов [15]

По причине отсутствия динамических данных, на рассматриваемом месторождении определение  $K_{пгр}$  было выполнено статистическим способом на основе данных интерпретации ГИС для скважин, в которых коллекторы однозначно выделяются по прямым качественным признакам. Согласно статистическому методу граничное значение по пористости составляет 0.15 (15%) (Рис 3.4).

Кроме того, кумулятивные кривые так же были построены по данным керна по всей базе данных. Граничное значение пористости по керну, при принятии в качестве неколлектора образцов с проницаемостью  $>0.1$  md, составляет 15%. (Рис 3.5).

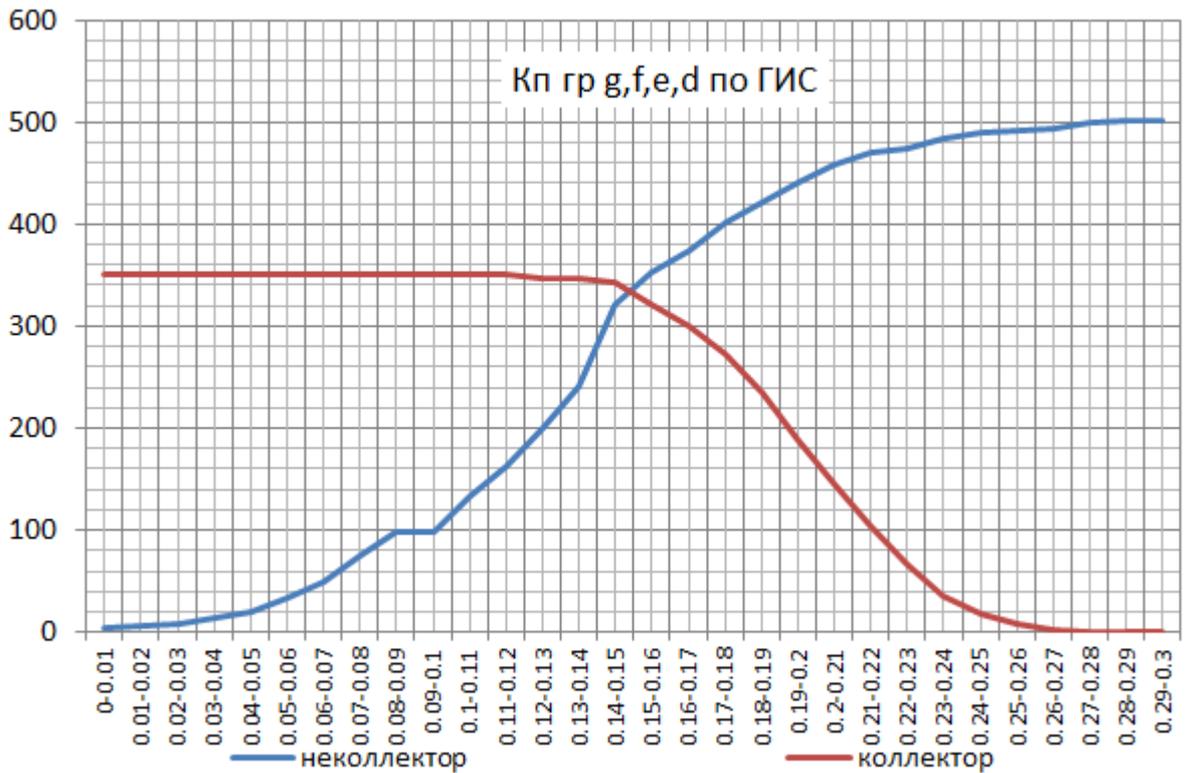


Рисунок 3.4 Определение граничного Кп статистическим методом на месторождении (Сербия) в пластах g,f,e,d по ГИС

Ось X: коэффициент пористости Кп по ГИС; Ось Y: число измерений

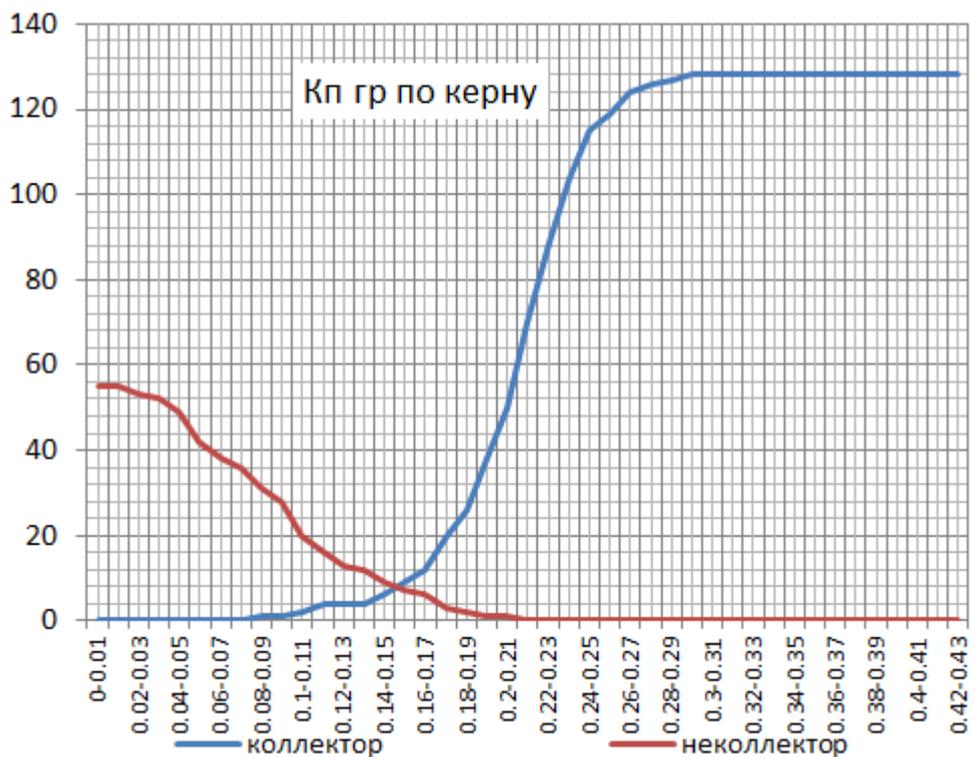


Рисунок 3.5 Определение граничного Кп статистическим методом на месторождении (Сербия) по керну

Ось X: коэффициент пористости Кп по керну; Ось Y: число измерений

### 3.3 Определение глинистости

Глинистость межзернового терригенного коллектора характеризует содержание в скелете горной породы материала глинистой размерности (диаметр зерен меньше 0.01мм). Глинистость отражает качество коллекторов, с ее ростом уменьшается эффективная пористость, проницаемость. Кроме того, глинистость коллектора существенно влияет на физические свойства породы и петрофизические связи, на основе которых производится интерпретация ГИС. Поэтому для определения глинистости широко применяется комплекс ГИС в совокупности с корреляционными связями между параметрами глинистости и геофизическими показателями.

Для определения глинистости, как правило, используют методы ПС и ГК.

Используя метод ПС, можно примерно оценить глинистость по формуле:

$$K_{гг} = \frac{\Delta U_{пс} - \Delta U_{псп}}{\Delta U_{псг} - \Delta U_{псп}} \quad (3.1)$$

где:  $U_{пс}$  — показания ПС;

$U_{псн}$  — показания ПС в пласте чистого песчаника (линия песков);

$U_{псг}$  — показания ПС для пластов неразмытых чистых глин (линия глин).

Используя петрофизическую зависимость между параметром  $\alpha_{пс}$  и глинистостью, измеренной по керну, возможно точно определить глинистость в скважине.

Определение глинистости по ГК основано на использовании относительной амплитуды гамма-излучения, или, так называемом, двойном разностном параметре ГК,  $\alpha_{гк}$ . Этот параметр равен:

$$\alpha_{гк} = \frac{I - I_{п}}{I_{гг} - I_{п}} \quad (3.2)$$

где:  $I$  — показания ГК;  $I_{п}$  — показания ГК в пласте чистого песчаника;  $I_{гг}$  — показания ГК для пластов неразмытых чистых глин.

Кроме того, возможно использовать петрофизическую зависимость между показаниями ГК и глинистостью, измеренной по керну.

При определении глинистости из двух методов за основу берут тот метод, который показывает наилучшую сходимость между измеренным и искомым параметром, а также учитывая качество записи кривых.

### 3.4 Определение пористости

#### 3.4.1 Определение пористости по данным ГГК-П

Определение коэффициента пористости  $K_{п}$  по плотности породы  $\delta_{п}$  требует знания плотности минерального скелета породы и плотности жидкости, заполняющей ее поры. Формула для определения пористости:

$$K_{п} = \frac{\delta_{м}-\delta_{п}}{\delta_{м}-\delta_{ж}} \quad (3.3)$$

где  $\delta_{м}$  – плотность скелета породы (минеральной матрицы),  $\delta_{ж}$  – плотность жидкости (флюида).

Таким образом, для определения пористости необходимо помимо измеряемого методом ГГК-П значения  $\delta_{п}$  так же знать значения  $\delta_{м}$  и  $\delta_{ж}$  для конкретного пласта.

На рассматриваемом месторождении коллекторы комплекса E2-1 представлены преимущественно кварц-полевошпатовой составляющей (60-75%), в подчиненном количестве присутствуют кальцит (7-10%), доломит (6-10%), каолинит (3-7%) и хлорит (2-5%). Данный минеральный состав соответствует кварц-полевошпатовому песчанику и предполагает мощность матрицы  $2.65 \text{ г/см}^3$

### 3.4.2 Определение пористости по данным ПС

Для глинистых межзерновых терригенных коллекторов имеется возможность определения значения пористости по данным ПС. Метод основан на зависимости пористости от рассеянной глинистости, с ростом которой емкостные свойства породы уменьшаются.

Лучшие коллекторы по пористости – чистые песчаники, поэтому их, наряду с пластами глин используют для определения опорных диаграмм ПС. Линии ПС, которые были проведены напротив этих пластов (линия глин и песчаников) ограничивают область возможного изменения  $U_{пс}$  для всех пород с промежуточными значениями глинистости.

Для определения пористости по данным ПС обычно используется относительная приведенная амплитуда ПС ( $a_{пс}$ ), которая рассчитывается по формуле:

$$a_{пс} = \frac{E_s}{E_{s,max}} \quad (3.4)$$

Здесь  $E_s$  и  $E_{s,max}$  – приведенные амплитуды ПС для данного пласта и для опорного пласта с максимальной амплитудой ПС. Использование  $a_{пс}$  позволяет свести к минимуму влияние сторонних факторов (погрешность в масштабе диаграммы ПС, различия в минерализации ПЖ в разных скважинах месторождения и др.). На рассматриваемом месторождении в скважинах с ограниченным комплексом ГИС возможен расчет пористости по методу АПС по петрофизической зависимости:

$$K_{п} = 0.173 * a_{пс} + 0.066 \quad (3.3)$$

Данная зависимость была получена на основании данных петрофизических исследований керна по осредненным пропласткам с керновой освещенностью более  $1 \text{ обр/1м}$ . (Рис 3.6)

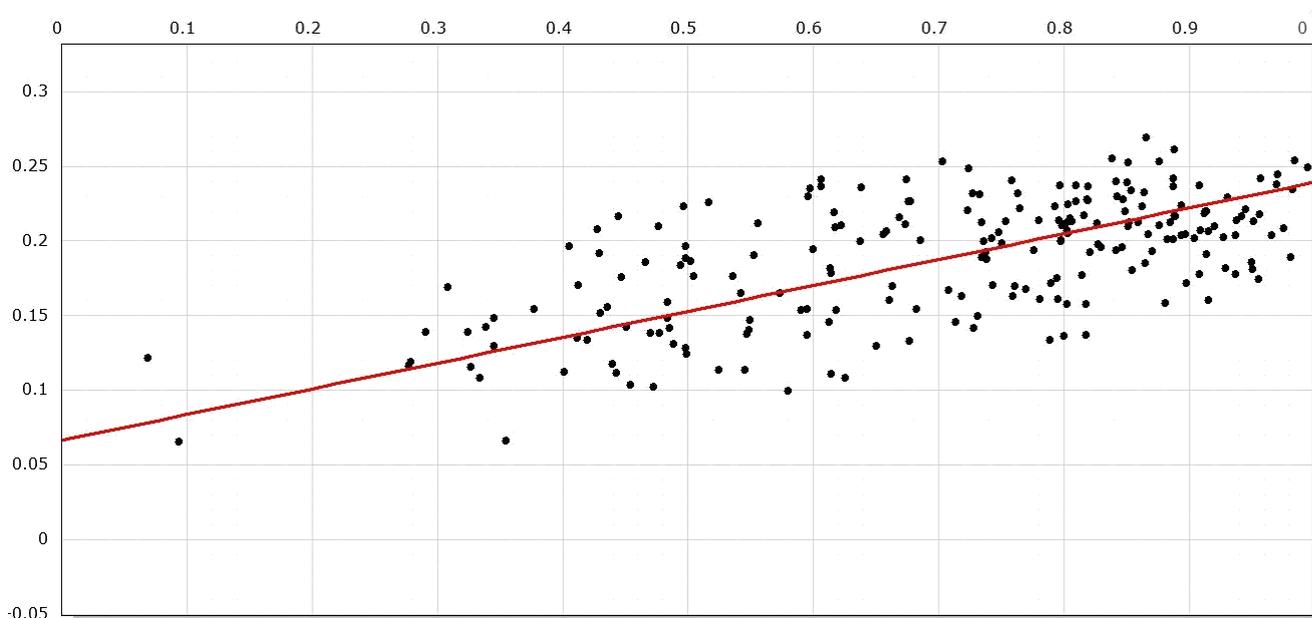


Рисунок 3.6 Зависимость  $K_p$  (по керну) - апс для комплекса E2-1

Ось X: значение апс; Ось Y:  $K_p$

### 3.5 Определение проницаемости

В типовом комплексе ГИС нет методов, позволяющих напрямую определить величину абсолютной проницаемости, поэтому возможно лишь спрогнозировать величину этого параметра с помощью корреляционных зависимостей. В данном случае расчет коэффициента абсолютной проницаемости основан на петрофизических зависимостях  $K_{пр} - K_p$  по данным исследования керна. Для отложений комплекса E2-1 наблюдается следующая зависимость (рис 3.7):

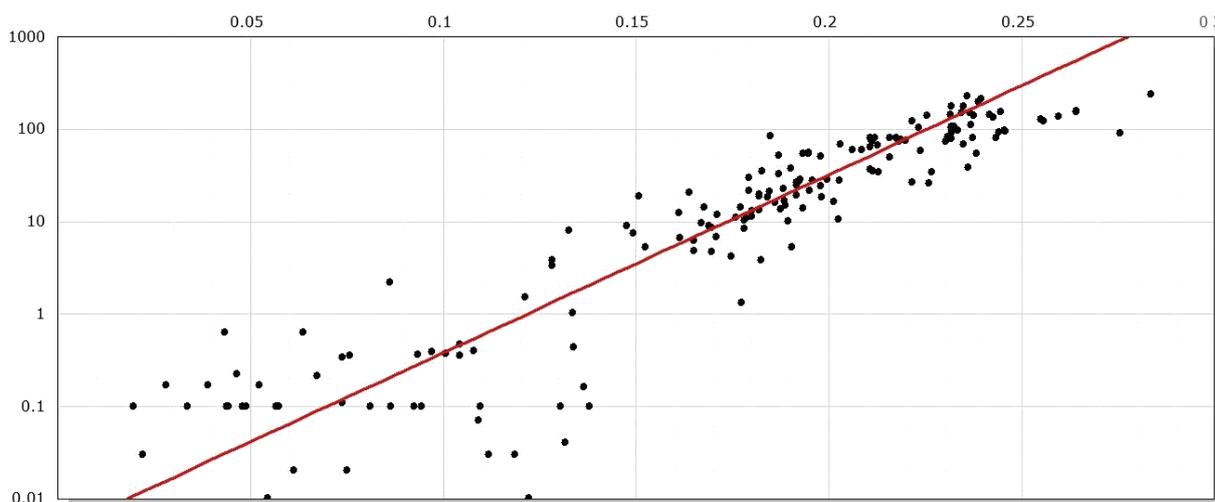


Рисунок 3.7 Зависимость  $K_p$  (по керну) –  $K_{пр}$  (по керну) для комплекса E2-1

Ось X: значение  $K_p$ ; Ось Y:  $K_{пр}$  (мД)

Данная зависимость выражается следующей формулой:

$$\log_{10} (K_{пр}) = +19.27 * K_{п} - 2.35 \quad (3.6)$$

### 3.6 Оценка характера насыщения

Для того, чтобы оперативно провести оценку характера насыщенности коллекторов, возможно использование методов, основанных только на показаниях методов ГИС. Оценка этим способом не требует знания истинных величин и критических значений тех или иных параметров.

Самый распространенный способ оценки характера насыщения – метод нормализации. Данный метод основан на сравнительном анализе кривых сопротивления (БК, ИК) и пористости (НК, ГГК-П, АК). Для этого их перестраивают в едином масштабе сопротивлений или пористости. К примеру, при сопоставлении кривых БК и НГК по пористости кривую БК перестраивают в логарифмическом масштабе, при этом коэффициенты перестроения подбирают так, чтобы кривые совпадали в опорных водоносных пластах с высокой и низкой пористостью. В этом случае кривая НГК эквивалентна кривой БК для водонасыщенных пород. Для выделения пластов, в которых в перспективе могут содержаться нефть и газ, находят участки расхождения нормированных кривых, где показания БК превышают показания НГК.

С помощью данного метода нельзя установить тип углеводородов (газ или нефть), содержащихся в пласте, так как нефть и газ одинаково неэлектропроводны.

### 3.7 Определение водонасыщенности и коэффициента нефтенасыщенности

Определение водонасыщенности является необходимым элементом для определения коэффициента нефтенасыщенности.

Основное уравнения для расчета водонасыщенности – уравнение Арчи-Дахнова:

$$K_{в} = \left( \frac{a * b * r_{в}}{K_{п}^m * r_{п}} \right)^{1/n} \quad (3.7)$$

где  $K_{в}$  – коэффициент водонасыщенности;  $K_{п}$  – коэффициент пористости;  $r_{в}$  – удельное сопротивление пластовой воды;  $r_{п}$  – удельное сопротивление породы;  $a, b, m, n$  – коэффициенты

Для определения коэффициента нефтенасыщенности  $K_{н}$  в нефтенасыщенных коллекторах справедливо равенство:

$$K_{н} = 1 - K_{в} \quad (3.8)$$

### 3.8 Межскважинная корреляция

Корреляция скважин это сопоставление разрезов различных скважин, для выделения в разрезе опорных горизонтов и определения их глубины залегания. Корреляция проводится с помощью сопоставления корреляционных диаграмм и является основой для построения структурной геологической модели, по которой определяют геометрию залежи, которая, в свою очередь, определяется положением ВНК, ГНК и ГВК, строением ловушки, площадью нефтеносности. Геологическая модель месторождения – основа для подсчета геологических запасов, гидродинамических исследований, является ключевым элементом при разработке месторождения.

Для корреляции чаще всего используются диаграммы стандартного электрического каротажа (КС и ПС), а также кривые ГК. В начале корреляции проводится выделение реперов – участков, четко прослеживающихся в большинстве скважин, обладающих заметно отличными от вмещающих пород геофизическими характеристиками. Для более надежной корреляции выбирают несколько реперов. Основные типы пород, которые рекомендовано использовать в качестве реперов – глины и плотные породы, за счет их выдержанности, яркой геофизической характеристике (максимумы или минимумы кривых).

Корреляционные построения реализуются в виде корреляционных схем или профилей. При построение корреляционных профилей в определенном масштабе расстояние между скважинами соответствует реальному, скважинные диаграммы привязываются к одной уровневой поверхности (уровень моря). При построении корреляционных схем используется произвольное расстояние между скважинами, привязка диаграмм по глубине основана на положении реперов. Выделенные в разных скважинах реперы соединяют корреляционными линиями.

В результате корреляции оцениваются выдержанности мощностей и литологического состава пластов, выявляются зоны выклинивания и тектонические нарушения (Рис 3.8)

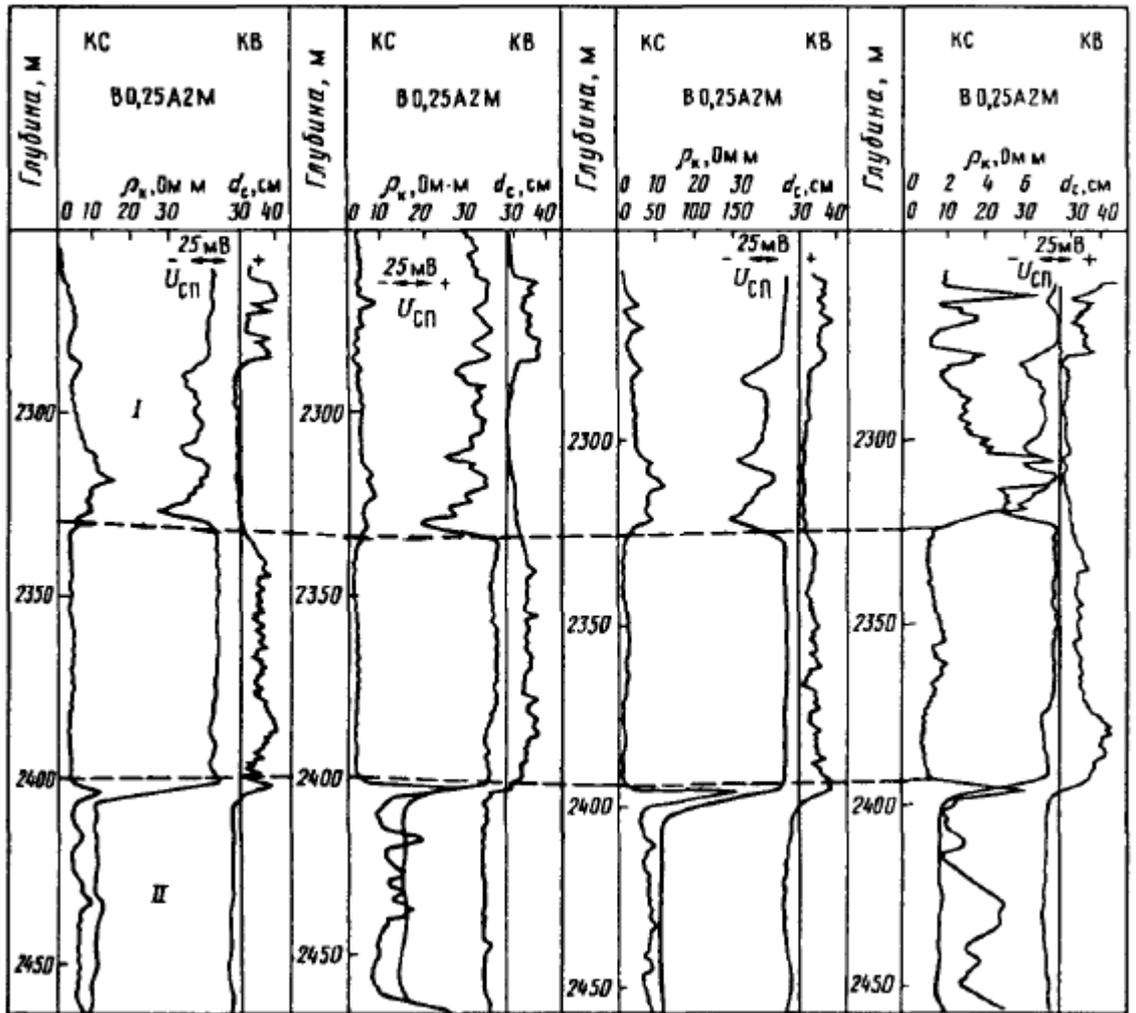


Рисунок 3.8 Пример корреляции разрезов [3]

## 4 РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА КАРОТАЖА

### 4.1 Объект изучения

В данной работе рассматриваются результаты применения комплекса методов каротажа на нефтегазовом месторождении Паннонского НГБ. За основу для интерпретации были взяты данные ГИС скважин №126 и №123, которые впоследствии были обработаны в программном комплексе Schlumberger Petrel 2015 с помощью методик, описанных в главе 3.

Скважина 126 расположена в западной части месторождения (Рис. 4.1), пробурена вертикально, альтитуда 77 м. С отбором керна пройдено 10 метров, которые характеризуют пласт d. Породы, пересекаемые скважиной 126 в интервале глубин 2108-2117м, по данным изучения керна представлены песчаником, песчанистым мергелем, мергелем, переслаиванием мергеля и песчаника.

Скважина 123 расположена в юго-западной части месторождения (Рис. 4.1), пробурена вертикально, альтитуда 76 м. С отбором керна пройдено 10 метров, которые характеризуют пласт f. Породы, пересекаемые скважиной 126 в интервале глубин 2087-2096м, по данным изучения керна представлены песчаником, песчанистым мергелем, мергелем, переслаиванием мергеля и песчаника.

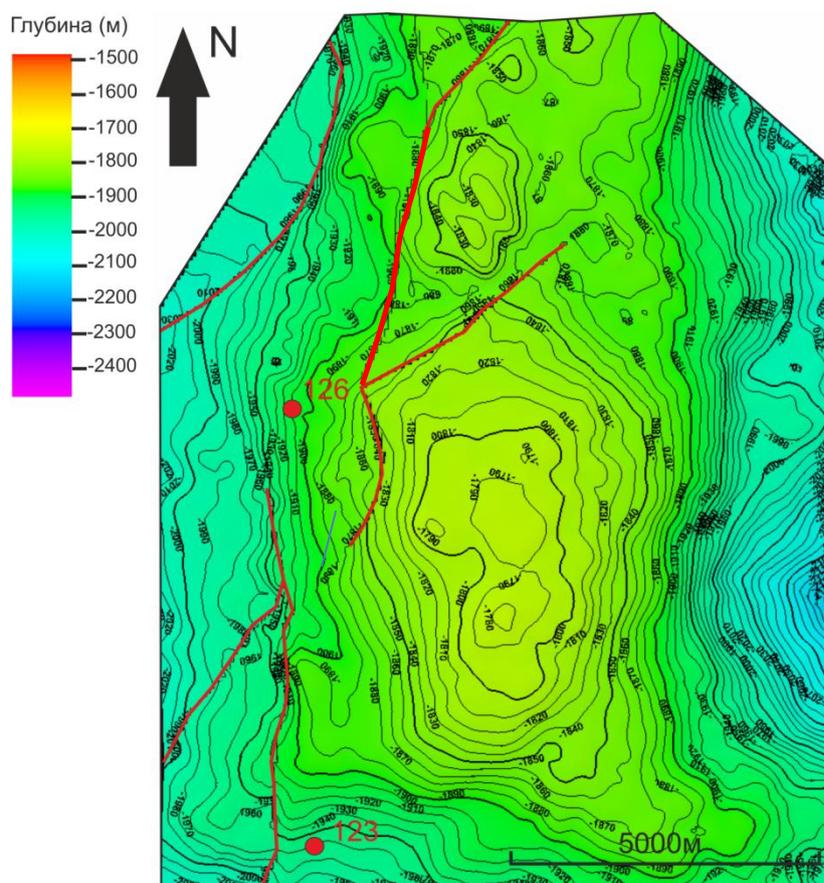


Рисунок 4.1 Структурная карта по кровле комплекса E2-1 с положением скважин 126 и 123.

#### 4.2 Выделение коллекторов

Продуктивный разрез комплекса Е2-1 изучаемого месторождения относится к терригенному типу и включает следующие литологические разности: песчаники, мергелистые песчаники, глинистые песчаники, глины, мергели, мергелистые алевриты. Коллекторами в изучаемом разрезе являются песчаники.

Основными критериями выделения коллекторов являются прямые качественные и косвенные количественные признаки. Выделение коллекторов было проведено по следующим критериям (Рис. 4.2):

- сужение диаметра скважины, зафиксированное на кривой кавернометрии, вследствие образования глинистой корки
- превышение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда
- низкие показания на кривой гамма-каротажа (ГК)
- уменьшение плотности пород за счет увеличения порового пространства по данным ГГК-П
- характерные показания водородосодержания по данным ННК-Т
- отрицательные аномалии по ПС

В качестве количественных критериев для определения коллекторов использовался коэффициент пористости. Граничное значение коэффициента пористости для пород комплекса Е1-2 на рассматриваемом месторождении: 0.15.

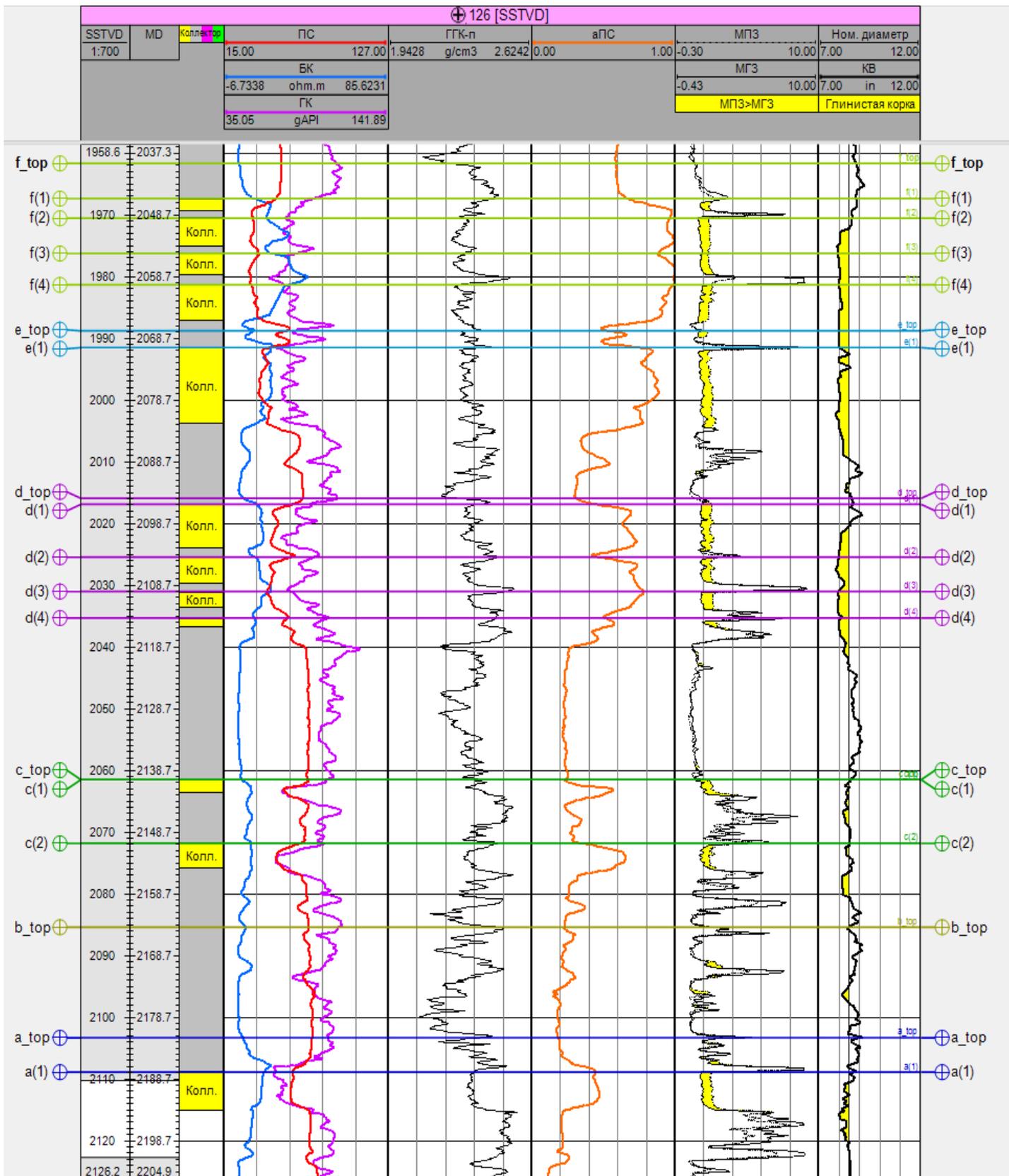


Рисунок 4.2 Пример выделения коллекторов по качественным признакам, скважина

126.

SSTVD - абсолютная глубина (м), MD – глубина по стволу скважины (м), 10 gAPI =

1мкР/ч

Таким образом, было выделено 11 интервалов пород-коллекторов:

- 1) В пласте f в интервале абсолютных глубин: 1976.4-1969.4м (1); 1970.57-1976м (2); 1976.29-1979.6м (3); 1981.21-1987м (4)
- 2) В пласте e в интервале абсолютных глубин: 1991.53-2003.75м
- 3) В пласте d в интервале абсолютных глубин: 2017-2024м (1); 2025.5-2029.6м (2); 2031-2033.75м (3); 2035.3-2036.7м (4)
- 4) В пласте c в интервале абсолютных глубин: 2061.5-2063.6м (1); 2072-2075.8м (2)
- 5) В пласте a в интервале абсолютных глубин: 2109-2115м (1)

В пласте b выявить коллекторы по качественным признакам не удалось. Кроме того, для пласта d был осуществлен отбор керна в интервале глубин 2029-2038м. Выделенные по данным ГИС пласты коллекторов соответствуют песчаникам, либо переслаиванию песчаников и алевролитов.

#### 4.3 Определение глинистости

Определение глинистости осуществлялось по данным метода ГК и ПС. Методика была описана в главе 3.6. Минимальные значения ГК (чистые песчаники)  $I_{п} = 5\text{мкР/ч}$  (50 gAPI), максимальные (глины)  $I_{гп} = 13\text{мкР/ч}$  (130 gAPI). Минимальные значения ПС (чистые песчаники)  $E_s = 21\text{мВ}$ , максимальные (глины)  $E_s = 60\text{мВ}$ . Результаты определения глинистости представлены на рисунке (4.3).

Наименьшей глинистостью обладают коллекторы: F(2), F(3), E(1), C(1), C(2); с коэффициентом глинистости 0.1-0.2. Остальные пласты-коллекторы характеризуются коэффициентом глинистости 0.2-0.4. Пласт коллектора D(1) в центральной части характеризуется максимальным коэффициентом глинистости 0.45, который уменьшается к подошве пласта до 0.1.

Результаты определения нельзя проверить по данным керна, так как исследования по определению глинистости на керне не проводились. Поэтому можно сделать вывод о том, что определение глинистости по ГИС для данного месторождения не является достоверным ввиду отсутствия возможности построения корреляционных зависимостей.

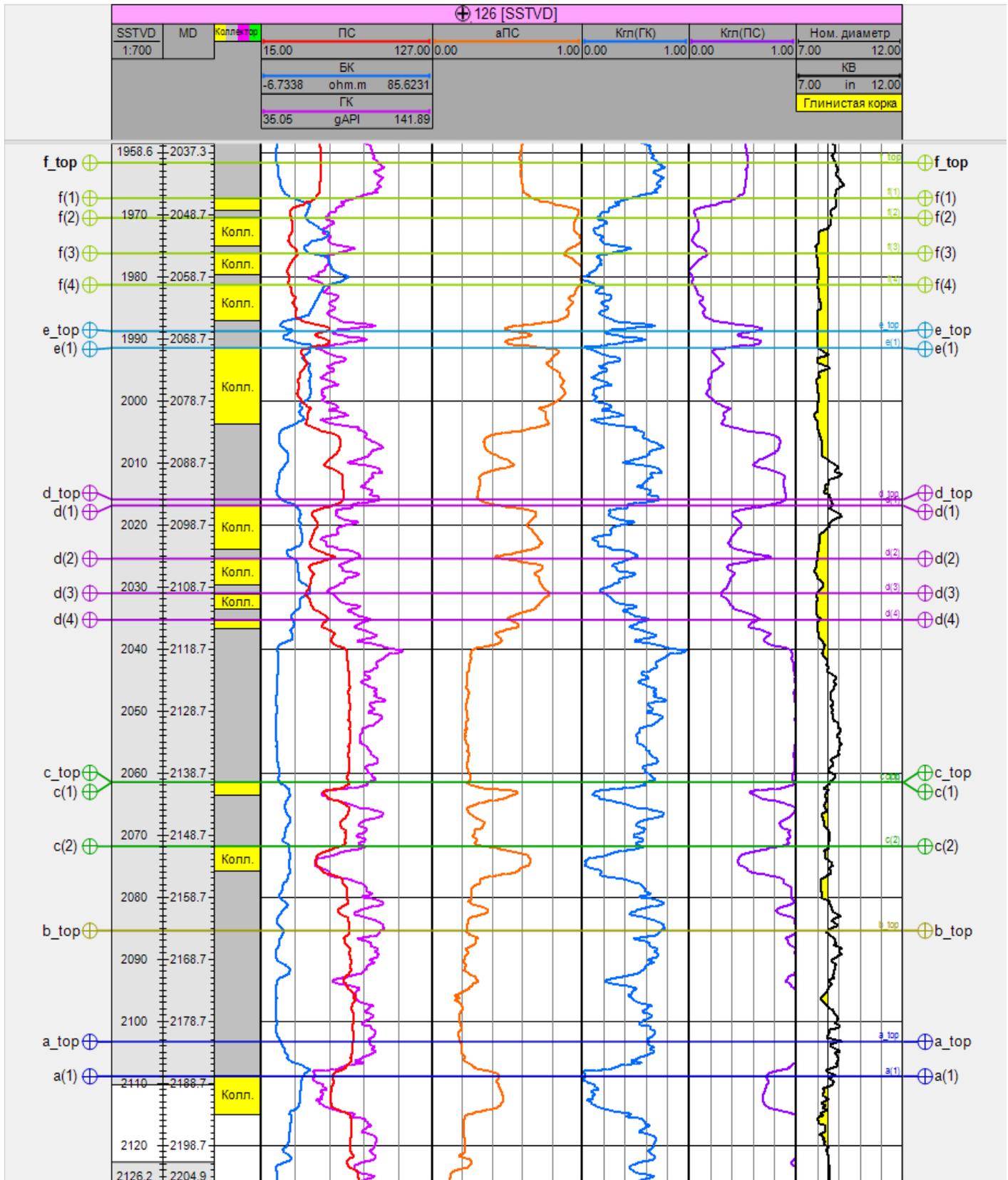


Рисунок 4.3 Результаты определения глинистости по данным ГК и ПС , скважина 126.

SSTVD - абсолютная глубина (м), MD – глубина по стволу скважины (м), Кгл(ГК) – коэффициент глинистости по ГК, Кгл(ПС) – коэффициент глинистости по ПС, 10 gAPI = 1мкР/ч

#### 4.4 Определение пористости

Расчет пористости был произведен на основе данных каротажей ПС и ГГК-П.

На основе данных плотностного каротажа пористость рассчитывалась по методике, описанной в главе 3.6.1. Значение плотности скелета для месторождения в комплексе пород Е2-1 было принято равным  $2,65 \text{ г/см}^3$ , плотность жидкости -  $1 \text{ г/см}^3$ . Учитывая коэффициенты, формула (3.3) принимает вид:

$$Kn = \frac{2,65 - \delta}{2,65 - 1} \quad (4.1)$$

где  $\delta$  – плотность по показаниям ГГК-П.

По данным метода ПС пористость была определена по петрофизической зависимости (3.6), выражающей связь  $K_p$  и  $\alpha_{ps}$ .

Результаты определения пористости по методам ГИС были сопоставлены с результатами определения пористости по керновому материалу (Рис 4.4, 4.5)

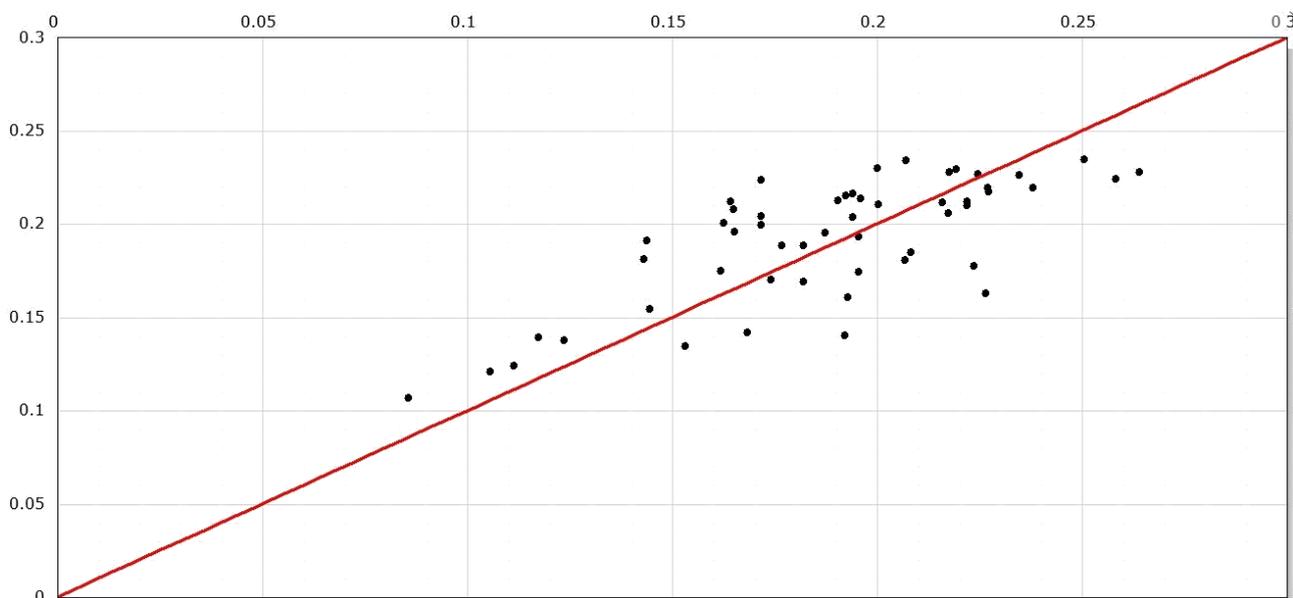


Рисунок 4.4 Сопоставление пористости по ГГК-П с пористостью по керну  
Ось X – значение  $K_p$  по плотностному каротажу; Ось Y – значение  $K_p$  по керну.

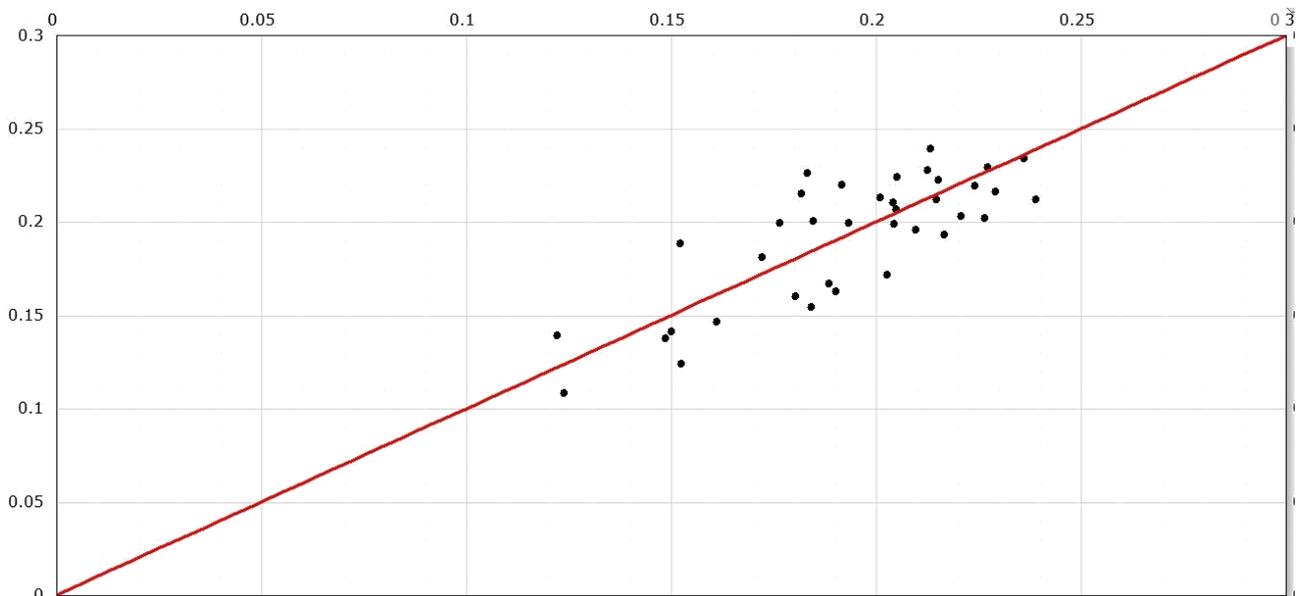


Рисунок 4.5 Сопоставление пористости по аплс с пористостью по керну

Ось X – значение  $K_p$  по аплс; Ось Y – значение  $K_p$  по керну.

В качестве принятой пористости принимается пористость по плотностному каротажу, за исключением случаев отсутствия плотностного каротажа, брака плотностного каротажа или короткой записи.

В целом, по скважинам, в которых имеется качественная запись ГГКП и ПС пористость, рассчитанная по обоим методам, показывает хорошую сходимость между собой и с данными керна (Рис 4.6, 4.7), средние значения определяемых величин для пластов приведены в таблице 4.1. Для пластов b и g определение не проводилось, в связи с отсутствием выделенных коллекторов.

Таблица 4.1

Средние величины  $K_p$ , определенные по ГИС, скв. 126

Пласт	$K_p(\text{ГГК-п})_{\text{ср}}$	$K_p(\text{ПС})_{\text{ср}}$
a	0.19	0.14
b	-	-
c	0.17	0.17
d	0.20	0.19
e	0.18	0.21
f	0.20	0.23
g	-	-

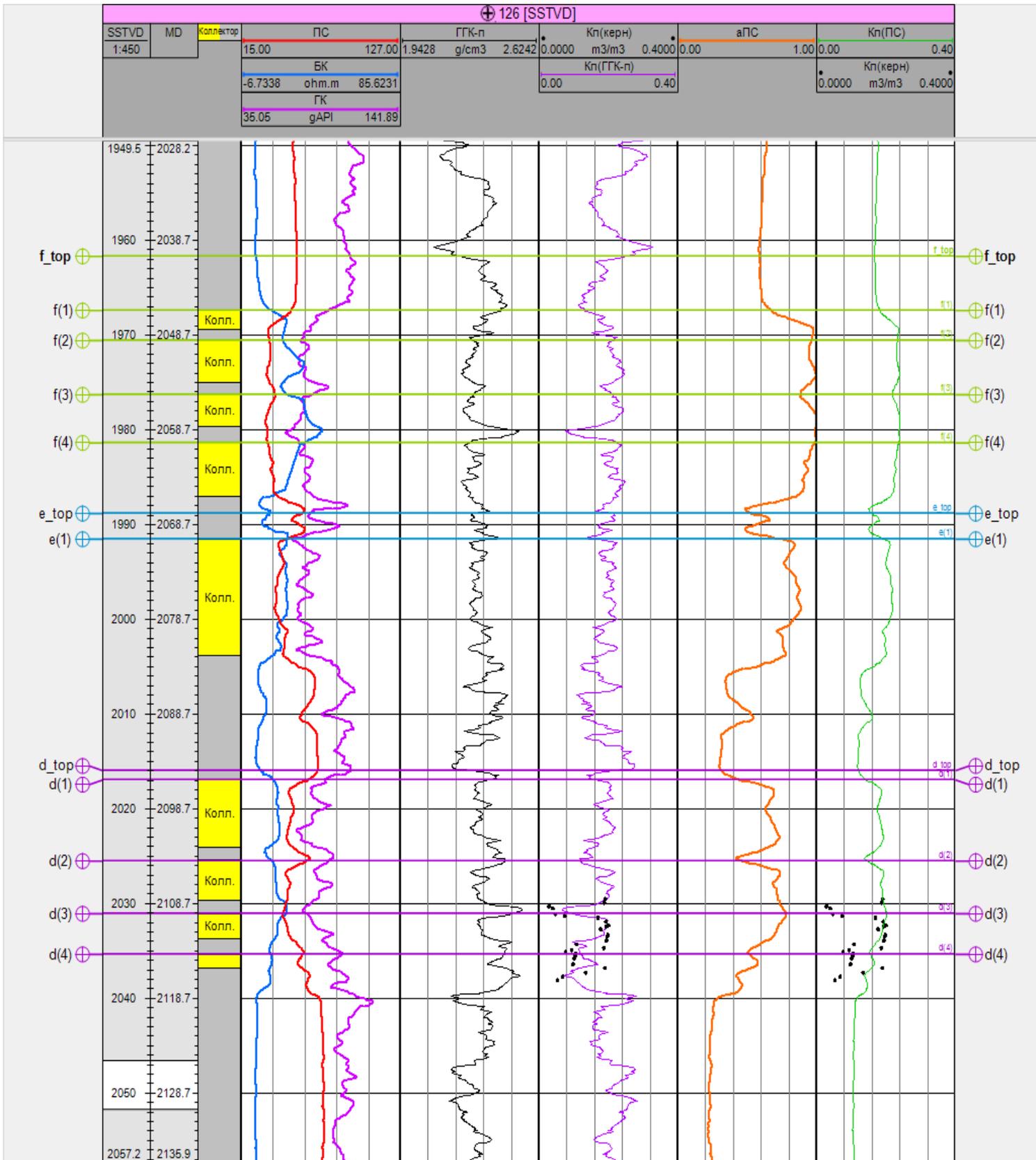


Рисунок 4.6 Определение пористости по данным методов ГГК-П и ПС, скважина 126  
 SSTVD - абсолютная глубина (м), MD – глубина по стволу скважины (м), Кп(ПС) –  
 пористость по апс, Кп(ГГК-п) – пористость по ГГК-П, Кп(кern) – пористость по керну  
 (черные точки), 10 gAPI = 1мкР/ч.

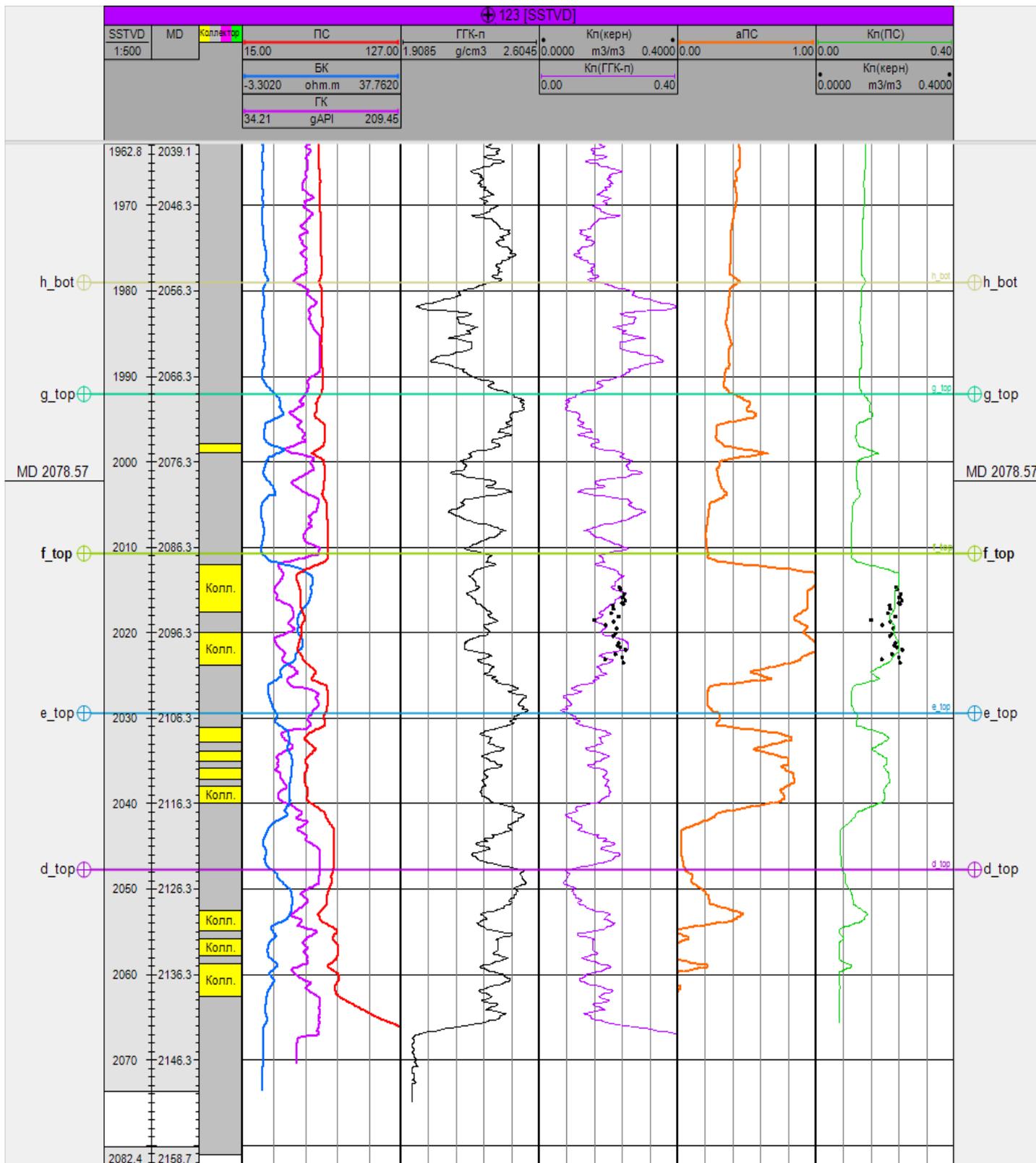


Рисунок 4.7 Определение пористости по данным методов ГГК-П и ПС, скважина 123  
 SSTVD - абсолютная глубина (м), MD – глубина по стволу скважины (м), Кп(ПС) – пористость по аПС, Кп(ГГК-п) – пористость по ГГК-П, Кп(кern) – пористость по керну (черные точки), 10 gAPI = 1мкР/ч.

#### 4.5 Определение абсолютной проницаемости

Для определения коэффициента проницаемости использовалась методика, описанная в главе 3.7.

Коэффициент проницаемости был посчитан на основе пористости, полученной по результатам исследования керна, по интерпретации ПС и ГГК-П.

Результаты определения коэффициента абсолютной проницаемости представлены на рисунке 4.8.

По рисунку видно, что показания абсолютной проницаемости, полученные по петрофизической зависимости  $K_{пр}$  от  $K_p$ , полученного при интерпретации кривой ГГК-П, хорошо коррелируется с показаниями проницаемости, полученной по результатам исследования керна. Однако, в большинстве случаев показания проницаемости, полученные по данной зависимости, занижены по сравнению с проницаемостью, полученной по керну. Использование коэффициента абсолютной проницаемости, полученного по результатам интерпретации кривой ПС, показывает меньшую сходимость по керну. Средние значения определяемых величин приведены в таблице 4.2. Для пластов b и g определение не проводилось, в связи с отсутствием выделенных коллекторов.

Можно сделать вывод о том, что определение коэффициента проницаемости по методам ГИС на изучаемом месторождении целесообразно проводить, используя за основу коэффициент пористости, полученный на основе интерпретации кривой ГГК-П. Также можно выделить тенденцию к увеличению проницаемости снизу вверх по разрезу.

Таблица 4.2

Средние величины  $K_{пр}$ , определенные по ГИС, скв. 126

Пласт	$K_{пр}(ГГК-п)_{ср}$ , мД	$K_{пр}(ПС)_{ср}$ , мД
a	25	3
b	-	-
c	42	11
d	43	21
e	60	58
f	150	130
g	-	-

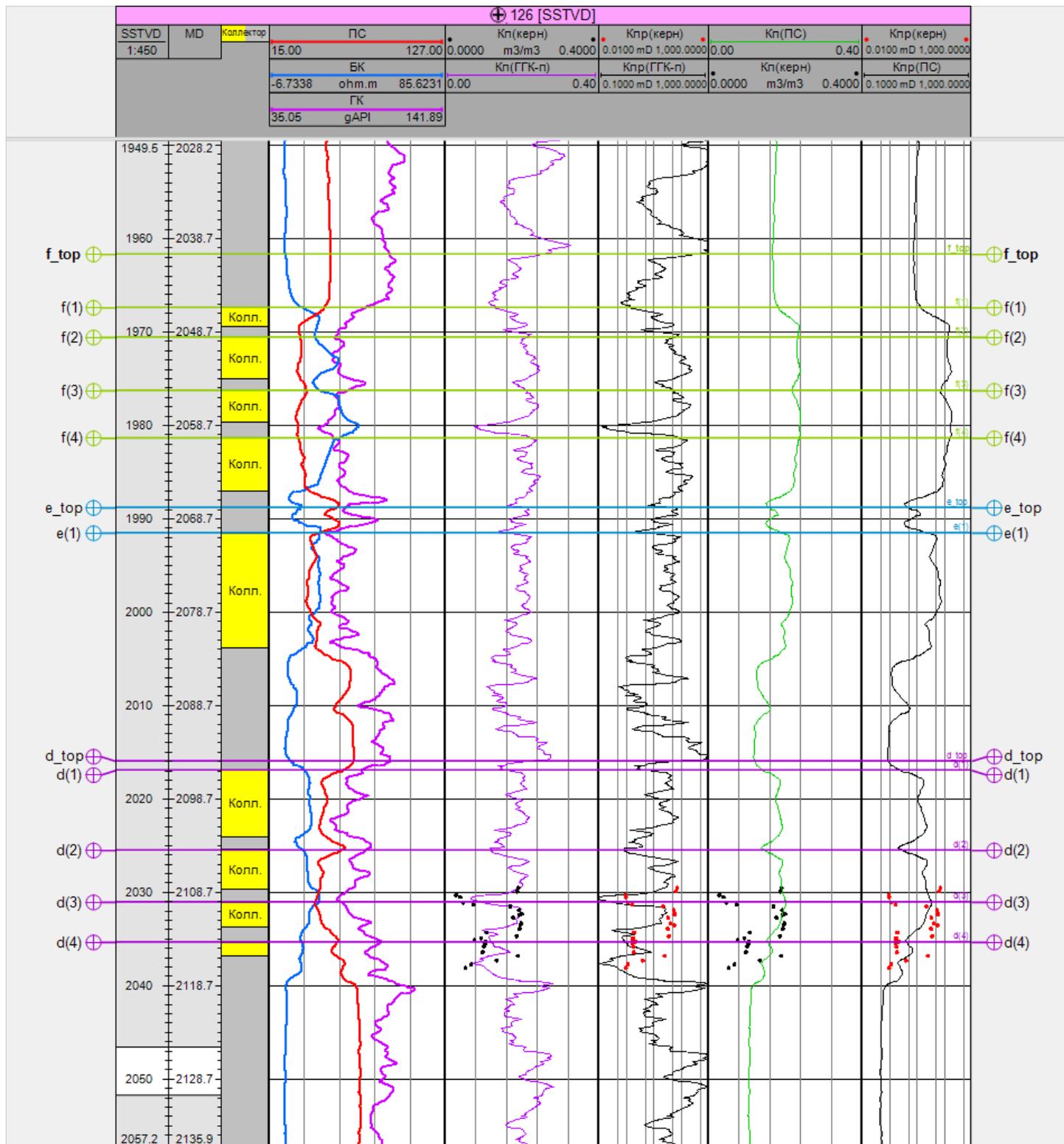


Рисунок 4.8 Определение проницаемости по пористости, скважина 126

SSTVD - абсолютная глубина (м), MD – глубина по стволу скважины (м), Кп(ПС) – пористость по апс, Кп(ГГК-п) – пористость по ГГК-П, Кп(кern) – пористость по керну (черные точки), Кпр(кern) – проницаемость по керну (красные точки), Кпр(ГГК-п) – проницаемость по пористости, рассчитанной по ГГК-П, Кпр(ПС) – проницаемость по пористости, рассчитанной по ПС, 10 gAPI = 1мкР/ч.

#### 4.6 Определение характера насыщения и коэффициента нефтенасыщенности

Оценка характера насыщения проводилась по методике, описанной в главе 3.8. За основу были взяты кривые ИК и НК, которые были приведены к одному масштабу, качественным признаком нефтенасыщенности является превышение показаний ИК над НК. Результаты определения в дальнейшем сверялись с информацией о насыщении, полученной в результате перфорации в стволе скважины (рис 4.9).

Коэффициент нефтенасыщенности  $K_n$  в интервале коллекторов определялся согласно формуле (3.7) по методике, описанной в главе 3.9. Для отложений комплекса Е2-1 на данном месторождении коэффициенты были подобраны с учетом характера насыщения и результатов опробования, в связи с отсутствием данных по керну. Формула с учетом коэффициентов принимает вид:

$$K_n = 1 - \left( \frac{1 * 0.385}{K_p^{1.5} * \rho_n} \right)^{1/1.3} \quad (4.2)$$

где  $K_v$  – водонасыщенность;  $K_p$  – пористость;  $\rho_n$  – удельное сопротивление породы;

Определение характера насыщения и коэффициента нефтенасыщенности представлено на примере скважины 123, так как для нее результаты опробования показали наличие как нефти, так и воды.

Так, для пласта f средний коэффициент нефтенасыщенности - 0.6, для пласта e – 0.25, для пласта d – 0.32. Как видно из рисунка, нефтенасыщенным коллекторам отвечают значения нефтенасыщенности, большие или равные 0.55.

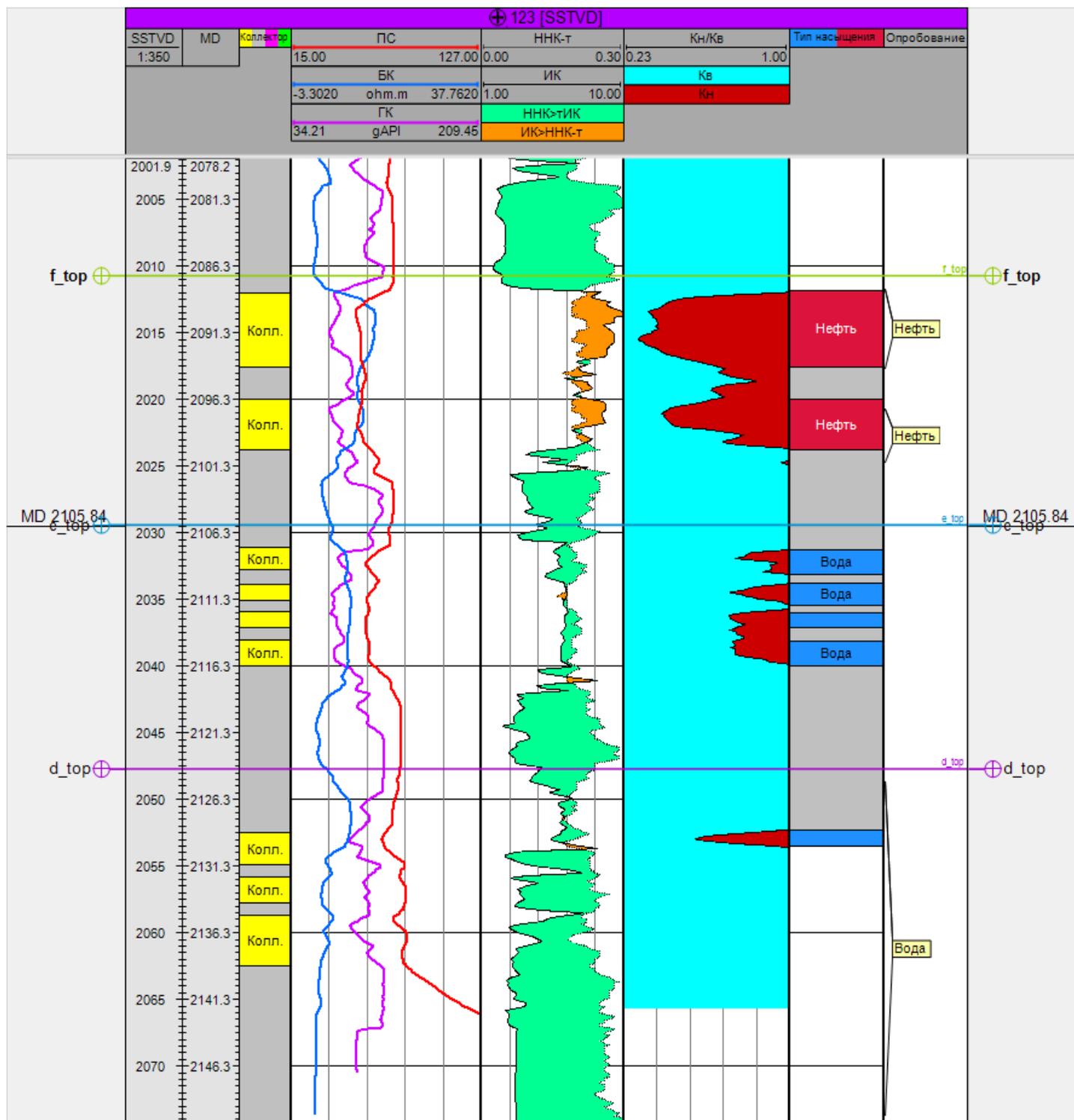


Рисунок 4.9 Определение характера насыщения и коэффициента водонасыщенности, скважина 123

SSTVD - абсолютная глубина (м), MD – глубина по стволу скважины (м), Кн/Кв – коэффициент водонасыщенности изображен с помощью голубой заливки, нефтенасыщенности – бурой, Тип насыщения – тип насыщения, определенный по качественным признакам, Опробование – результаты опробования на интервале,  $10 \text{ gAPI} = 1 \text{ мкР/ч}$ .

#### 4.7 Межскважинная корреляция

Межскважинная корреляция проводилась по профилю, проходящему через скважины 125, 126, 128. (рисунок 4.10)

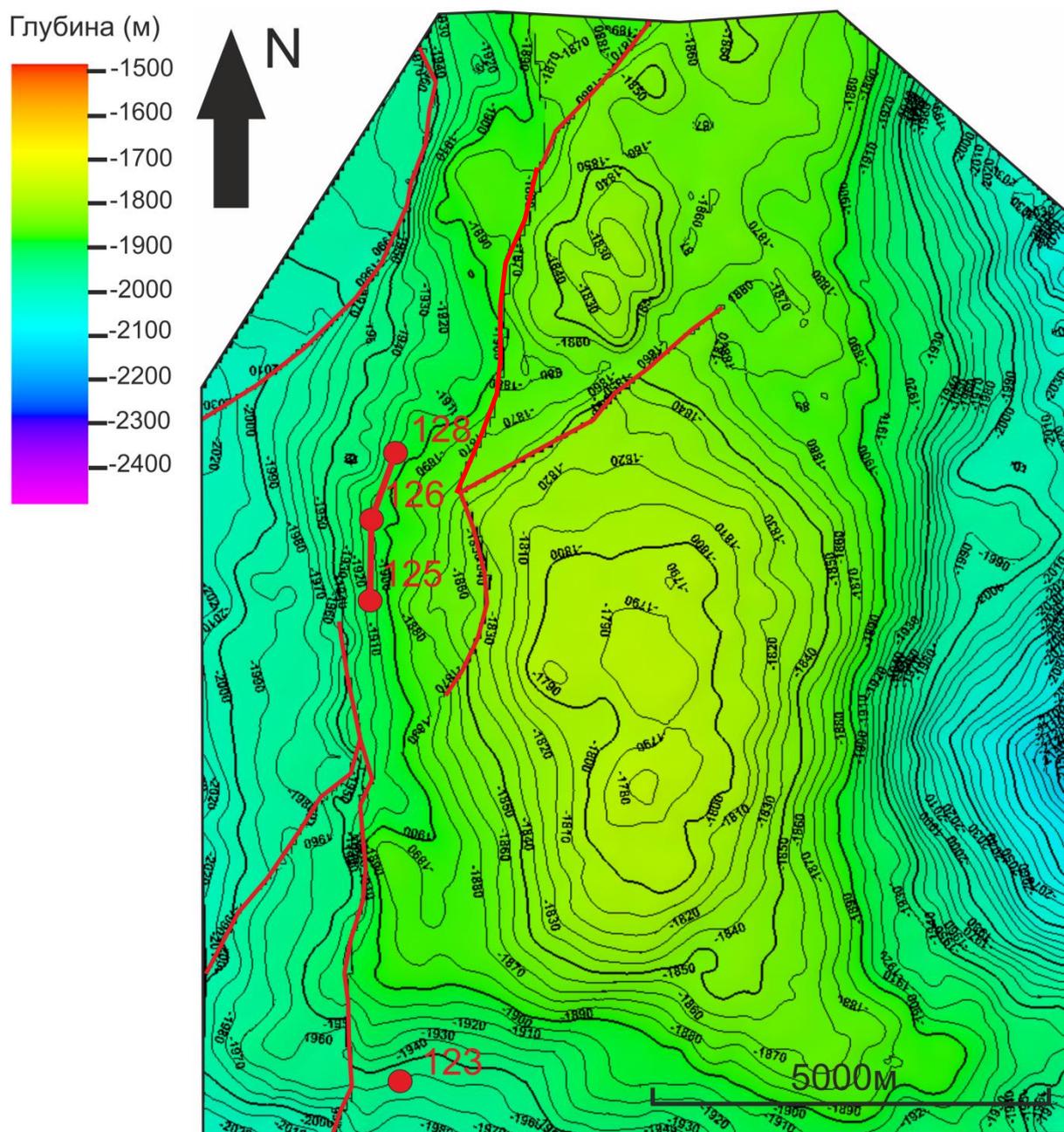


Рисунок 4.10 Структурная карта по кровле комплекса E2-1 с изображенным профилем корреляции через скважины 125, 126, 128

Корреляция проводилась по комплексу методов ПС, ГК, БК, АК. В качестве опорной скважины использовалась скважина 126. Результаты проведенной корреляции изображены на рисунке 4.11.

По максимальной амплитуде ГК и наличию двух характерных «пиков» в скважинах 125 и 126 была выделена кровля пласта е. Кровля пласта d в скважинах 125 126 и 128 была выделена по характерному возрастанию показаний КС, а также по пику ГК, кроме того, кровля пласта хорошо отслеживается на кривой АК. Ориентируясь на кровлю пласта d в скважине 128 была установлена кровля пласта е по возрастанию показаний КС. Кровля пласта с в скважинах 126 и 128 определяется по наличию пика аПС и отрицательной аномалии КС, в скважине 125 кровля пласта с была отбита по наличию падения на кривой ГК, схожего с падением в скважине 126 и 128, а также ориентируясь на приблизительную мощность пласта. В скважинах 126 и 128 кровля пласта b была отбита по характерному пику кривой ГК, кровля пласта а была установлена по наличию характерной положительной аномалии на кривой КС. Выделение пласта g во всех трех скважинах выполнено на основании наличия характерной положительной аномалии на кривой КС, и, в случае со скважинами 125 и 126, отрицательной аномалией ГК. Выделение пласта f основывается на наличии ярко выраженной положительной аномалии на кривой КС во всех трех скважинах, кроме того, для скважин 126 и 128 кровля пласта выделяется по наличию характерного пика на кривой АК.

Как видно по каротажным кривым, ни один из пластов не характеризуется однородностью по составу. Исходя из поведения кривых можно сделать вывод о том, что пласты сложены переслаиваниями глинистых и не глинистых пород, что подтверждается информацией, представленной в главе 1.3.

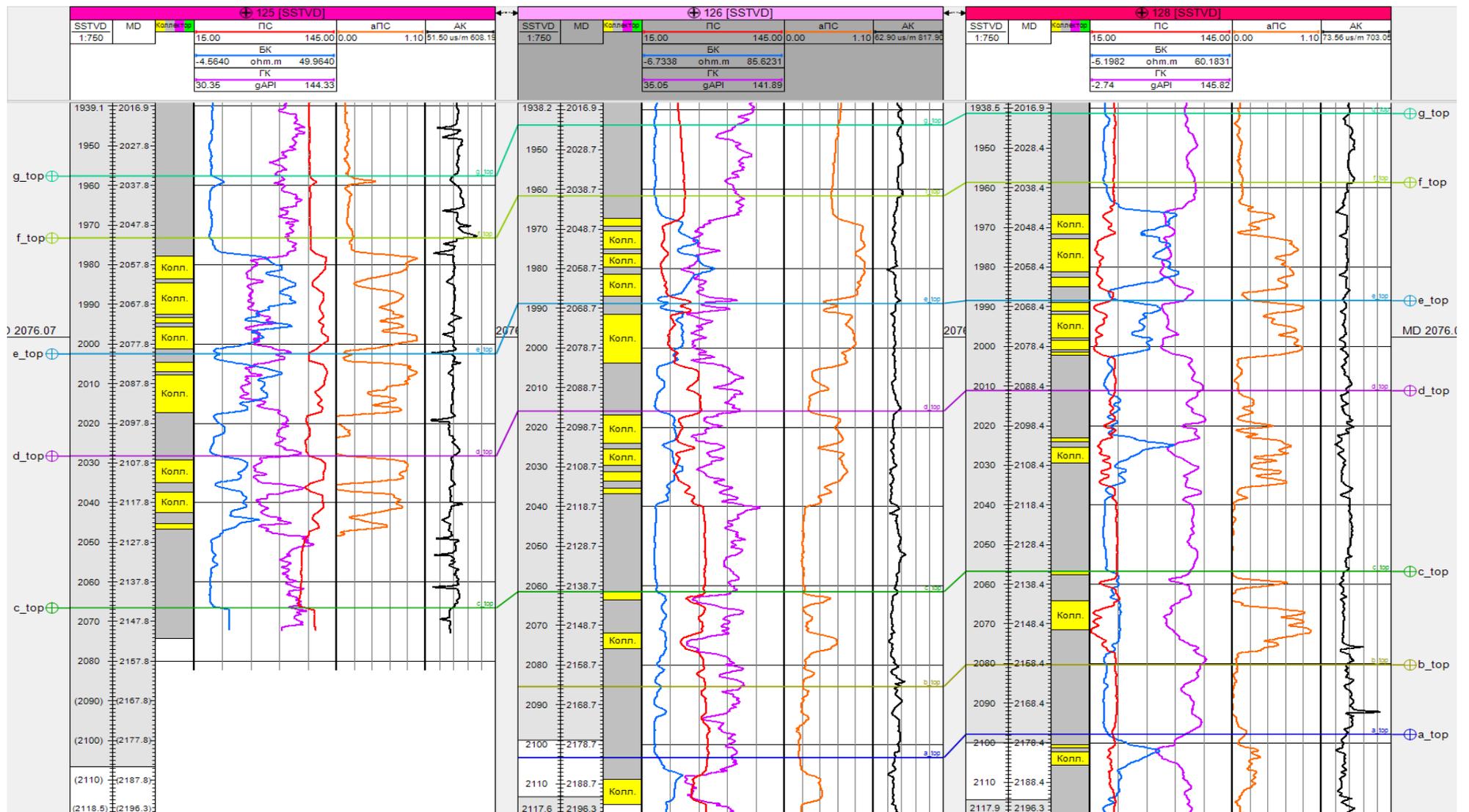


Рисунок 4.11. Результаты корреляции по профилю скважин 125, 126, 128

SSTVD - абсолютная глубина (м), MD – глубина по стволу скважины (м), 10 gAPI = 1мкР/ч

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были рассмотрены и изучены возможности применения комплекса методов каротажа в целях выделения и оценки продуктивных параметров коллекторов на нефтегазовом месторождении (Сербия).

Описано геологическое строение изучаемого региона и месторождения, рассмотрены вопросы, связанные с нефтегазоносностью месторождения. Коллекторами являются песчаники среднего миоцена.

Рассмотрен комплекс каротажа, применяемый на месторождении (Сербия). Комплекс состоит из методов КС, ПС, БК, ИК, МКЗ, ГК, ГГК-П, ННК-т, АК. Были рассмотрены методики применения и интерпретации данных ГИС, которые возможно использовать на данном месторождении. На основании рассмотренных методик, были выполнены работы по интерпретации данных ГИС в программном комплексе Petrel 2015, с использованием различных петрофизических зависимостей.

На основании качественных критериев, базирующихся на методах электрического каротажа, микрокаротажа, гамма-каротажа и кавернометрии было выделено 12 интервалов продуктивных коллекторов.

Глинистость определялась по двойному разностному параметру ГК, однако, в связи с отсутствием возможности проверки результатов, ее использование ограничено. Средний коэффициент глинистости, полученный в результате интерпретации для пластов-коллекторов, лежит в пределах 0.2-0.3.

На основании петрофизических зависимостей, с использованием кривых ПС и ГГК-П было проведено определение коэффициента пористости, наиболее хорошую сходимость с данными, полученными при петрофизическом изучении керна, показал метод ГГК-П. Средние значения коэффициента пористости, полученные в результате интерпретации, лежат в интервале от 0.18 до 0.21, наименьшей пористостью обладает пласт с.

Оценка абсолютной проницаемости осуществлялась на основе петрофизической зависимости «кern-кern», связывающей проницаемость и коэффициент пористости, полученный при интерпретации кривых ПС и ГГК-П, в целом, оба метода показали хорошие результаты при работе с коллекторами. Средние значения абсолютной проницаемости лежат в пределах от 40 мД до 130 мД, с характерным улучшением фильтрационных свойств снизу вверх по разрезу.

Оценка характера насыщения проведена по методу нормализации, за основу были взяты кривые ИК и ННК-Т, на основе которых были выделены нефте- и водонасыщенные пласты-коллекторы, результаты определения подтвердились информацией об опробовании пластов. Определение коэффициента нефтенасыщения осуществлялось по формуле Арчи-

Дахнова. В нефтенасыщенных коллекторах коэффициент нефтенасыщения в среднем равен 0.55-0.7.

Также была выполнена межскважинная корреляция, основанная на кривых ГК, ПС, БК и АК, в результате которой были прослежены пласты b,c,d,e,f,g.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

### Опубликованная литература

1. Вендельштейн Б. Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов М.: Недра, 1966, 206 с.
2. Вендельштейн Б. Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов. Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990, 261 с.
3. Добрынин В. М., Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А., Африкян А. Н. Промысловая геофизика: Учебник для вузов. М.: Недра, 1986, 342 с.
4. Еременко Н. А. Геология нефти и газа. М.: Недра, 1968, 385 с.
5. Итенберг С. С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: учебное пособие для вузов. М.: Недра, 1987, 375 с.
6. Мараев И. А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. М.: 2013, 95 с.
7. Методы электростратиграфии скважин. Стандартный электрический каротаж. [Электронный ресурс]: <http://www.pandia.ru/text/78/005/51809.php>
8. Николаев В.Г. Паннонский бассейн (Строение осадочного чехла и развитие) // Акад. наук СССР, Геол. ин-т. - М.: Наука, 1986, вып. 406
9. Норман Дж. Хайн Геология, разведка, бурение и добыча нефти. М.: Олимп Бизнес, 2008, 752 с.
10. Репин А. Г. Газ и нефть: краткий глоссарий. М.: Научный мир, 2011, 200 с.
11. Сковородников И. Г. Геофизические исследования скважин: Курс лекций. Екатеринбург: УГГГА, 2003, 294 с.
12. Тарасов С. В. Краткое пособие по интерпретации основных методов геофизических исследований скважин и их сопоставление с зарубежными аналогами. Саратов: ОАО «Саратовнефтегаз», 2005, 43 с.
13. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин / Под редакцией профессора И. С. Гутмана. М.: ООО «Издательский дом Недра», 2013, 112 с.
14. John D. Pigott, Dejan Radivojevic Seismic Stratigraphy Based Chronostratigraphy (SSBC) of the Serbian Banat Region of the Pannonian Basin. Research Article. 2010.

## Фондовая литература

15. Создание петрофизической модели и методики интерпретации геофизических исследований скважин, методические указания компании, с изменениями, внесенными приказом ОАО «НК «Роснефть» от 27.04.2010 г. № 175. М: ОАО «Роснефть», 2010, 72 с.
16. Dr Radmilo Jovanovic. Sedimentology, petrography, tectogenesis and lithostratigraphy of reservoir rock of petroleum deposit «Pz+Sm». Novi Sad: NIS Gaspromnjeft, 2011, 121 p.