

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Оценка первоначальной водонасыщенности низкоомных юрских коллекторов Западной Сибири на примере Кечимовского нефтяного месторождения

УДК 552.578.2.061.4:551.762(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Кашин Антон Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер ЦППС НД ТПУ	Коровин М.О.	к.г.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		

Томск – 2019 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Кашину Антону Александровичу

Тема работы:

Оценка первоначальной водонасыщенности низкоомных юрских коллекторов Западной Сибири на примере Кечимовского нефтяного месторождения

Утверждена приказом директора ИШНПТ	Приказ № 7340/с от 19.07.2019
-------------------------------------	-------------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.08.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Данные каротажных исследований скважин, данные и лабораторных анализов керна, результаты исходной интерпретации каротажных исследований, результаты притока в нескольких скважинах, структурная карта с нанесенными на ней забоями скважин
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение литературных источников 2. Проведение интерпретации геофизических исследований скважин 3. Сравнение данных интерпретации и испытаний пласта на приток 4. Разработка методики интерпретации насыщенности скважин с учетом возможной низкоомности коллекторов 5. Прогноз насыщенности пластов, вскрытых не проперфорированными скважинами 6. Оценка экономического эффекта от применения разработанной методики
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Рисунки – 66 шт. Тектоническая карта с границами лицензионного участка, планшеты с рассчитанными моделями глинистости, пористости и водонасыщенности
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	профессор, Ph.D Ишков О.Ю.
Социальная ответственность	профессор, д.г.-м.н., Белозеров В.Б.
Специальные вопросы	к.г.-м.н., инженер лаборатории геологии месторождений нефти и газа ЦППС НД ТПУ, Коровин М.О..
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	2. Литературный обзор – 2. Literature review
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	24.06.2019

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		24.06.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Кашин Антон Александрович		24.06.2019

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Кашину Антону Александровичу

Инженерная школа		Отделение	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Материальные затраты
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Операционные затраты на проведение перфорации
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Подсчет затрат на проведение операций по перфорации, подсчет балансовых и извлекаемых запасов
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Оценка прибыли при применении разработанной методики интерпретации насыщенности
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Анализ эффективности разработанной методики
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Сравнительная характеристика

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Карта контуров нефтеносности*
2. *График вероятностной оценки балансовых запасов при исходной интерпретации ГИС*
3. *График вероятностной оценки балансовых запасов при переинтерпретации ГИС*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.06.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Ишков О.Ю.	Ph.D		24.06.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Кашин Антон Александрович		24.06.2019

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ71	Кашину Антону Александровичу

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p><i>Учебная аудитория в учебном корпусе номер девятнадцать Национального исследовательского Томского политехнического университета</i></p>
<p>2. <i>Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p><i>Нормативно-правовые акты Российской Федерации, нормативно-правовые документы нефтегазовых предприятий</i></p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Работа на персональном компьютере: повышенная температура поверхностей ПК повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны повышенная или пониженная влажность воздуха повышенный или пониженный уровень отрицательных и положительных аэроионов отсутствие или недостаток естественного света недостаточная искусственная освещенность рабочей зоны повышенная яркость света повышенная контрастность прямая и отраженная блескость зрительное напряжение монотонность трудового процесса нервно-эмоциональные перегрузки</p>
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); 	<p>выделение в воздух рабочей зоны ряда химических веществ повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание, повышенный уровень статического электричества</p>

<ul style="list-style-type: none"> – <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i> 	<p>повышенный уровень электромагнитных излучений повышенная напряженность электрического поля</p>
<p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>защита селитебной зоны</i> – <i>анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</i> – <i>анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</i> – <i>разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</i> 	<p>Для соблюдения правил и норм по охране окружающей среды должны соблюдаться следующие принципы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. соблюдение правил и рекомендаций по работе в природных зонах; 2. создание промышленной безопасности в производственных процессах и снижении вероятности аварийных ситуаций; 3. принятие мер по восстановлению экосистем
<p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i> – <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> – <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</i> 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Порывы и разливы трубопроводов 2. Возникновение пожароопасных ситуаций и самих пожаров <p>Для предупреждения пожаров необходимо создание системы позволяющей установить место, причину и способ ликвидации пожаров, закрепленный на законодательном уровне</p>
<p>5. <i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</i> – <i>организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</i> 	<p>Обеспечение всех работников нефтяного месторождения всеми необходимыми средствами защиты, а также материальными и социальными благами в соответствии с требованиями законодательства РФ</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	24.06.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		24.06.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ71	Кашин Антон Александрович		24.06.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования Магистратура
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (весенний семестр 2018/2019 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.08.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.06.2019	Литературный обзор	20
05.07.2019	Геологическое описание района и месторождения	10
19.07.2019	Разработка методики интерпретации водонасыщенности	25
26.07.2019	Составление прогноза типа насыщения коллекторов в скважинах без перфорации	25
02.08.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
09.08.2019	Социальная ответственность	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		24.06.2019

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		24.06.2019

Цели основной образовательной программы (DD)

Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВО и (или) заинтересованных работодателей
Ц1	<p>Готовность выпускника к междисциплинарным научным исследованиям для решения комплексных задач, связанных с творческой инновационной проектно-конструкторской деятельностью в области нефтегазового дела.</p>	<p>Требования ФГОС ВО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>. Потребности российских предприятий топливно-энергетического комплекса: ОАО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой; ОАО «Новосибирскнефтегазгеология», г. Новосибирск; Региональные представительства ОАО НК «Нефтиса», ХМАО Тюменская, Томская и Новосибирская области; предприятия компании ПАО «Роснефть» (Западно-Сибирский регион); дочерние предприятия ПАО «Газпромнефть», ПАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург».</p> <p>Профессиональные стандарты (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</p>
Ц2	<p>Готовность выпускников к эксплуатации и обслуживанию современного высокотехнологичного оборудования с высокой эффективностью, выполнением требований защиты окружающей среды и правил безопасности производства и к осознанию ответственности за принятие своих профессиональных решений.</p>	<p>Требования ФГОС ВО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>. Потребности российских предприятий топливно-энергетического комплекса: ОАО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой; ОАО «Новосибирскнефтегазгеология», г. Новосибирск; Региональные представительства ОАО НК «Нефтиса», ХМАО Тюменская, Томская и Новосибирская области; предприятия компании ПАО «Роснефть» (Западно-Сибирский регион); дочерние предприятия ПАО «Газпромнефть», ПАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург».</p> <p>Профессиональные стандарты (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</p>
Ц3	<p>Готовность выпускников к организационно-управленческой деятельности в междисциплинарных областях нефтегазовой отрасли, в том числе в интернациональном коллективе в условиях постоянного самообучения и непрерывного профессионального самосовершенствования</p>	<p>Требования ФГОС ВО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>. Потребности российских предприятий топливно-энергетического комплекса: ОАО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой; ОАО «Новосибирскнефтегазгеология», г. Новосибирск; Региональные представительства ОАО НК «Нефтиса», ХМАО Тюменская, Томская и Новосибирская области; предприятия компании ПАО «Роснефть» (Западно-Сибирский регион); дочерние предприятия ПАО «Газпромнефть», ПАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург».</p>

Код цели	Формулировка цели	Требования ФГОС ВО и (или) заинтересованных работодателей
		<i>Профессиональные стандарты</i> (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)
Ц4	Готовность выпускника к экспериментальной деятельности для решения задач, связанных с разработкой и внедрением методов разработки и эксплуатации месторождений углеводородов, сбора и подготовки нефти и газа	<p>Требования ФГОС ВО, критерии АИОР, соответствующие международным стандартам EUR-ACE и FEANI. Потребности российских предприятий топливно-энергетического комплекса: ОАО «Томскнефть» ВНК, г. Стрежевой; ОАО «Новосибирскнефтегазгеология», г. Новосибирск; Региональные представительства ОАО НК «Нефтиса», ХМАО Тюменская, Томская и Новосибирская области; предприятия компании ПАО «Роснефть» (Западно-Сибирский регион); дочерние предприятия ПАО «Газпромнефть», ПАО «Газпром»: ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург».</p> <p><i>Профессиональные стандарты</i> (19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата), (19.021 Специалист по промысловой геологии)</p>

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- ВНК – водонефтяной контакт
- ПАВ – полимерно-активные вещества
- МОГТ – метод общей глубинной точки
- ЧНЗ – чистая нефтяная зона
- ГИС – геофизические исследования скважин
- УЭС – удельное электрическое сопротивление
- ГК – гамма-каротаж
- НГК – нейтронный гамма-каротаж
- НРМ – нейтронно-радиационный метод
- ПС – каротаж самопроизвольной поляризации
- АК – акустический каротаж
- ГГК-П – гамма-гамма плотностной каротаж
- НКТ – нейтронный каротаж
- ϕ – пористость
- S_w – водонасыщенность;
- Vsh – глинистость
- W – нейтронная пористость
- БКЗ – боковой каротаж зондирования
- ИК – индукционный каротаж
- MD – глубина по стволу скважины (Measure Depth)
- TVDS – глубина в абсолютных отметках (true Vertical Depth SubSea)
- N/G – песчанистость (Net to Gross)
- СТОИР – запасы в стандартных условиях (Stock Tank Oil in Place)
- ПК – персональный компьютер
- ЦППС НД – центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ.....	14
ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДУЕМОГО ОБЪЕКТА.....	16
1.1 Физико-географическая характеристика.....	16
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	16
1.3 Сведения о тектонике месторождения.....	19
1.4 Гидродинамические исследования скважин.....	24
1.5 Нефтеносность.....	27
1.6 Физико-химическая характеристика нефти и растворенного газа..	32
2 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР.....	34
2.1 Присутствие глинистого материала, его количество и характер распределения.....	35
2.2 Наличие в пределах продуктивного интервала мелко- и тонкозернистых песчаников.....	38
2.3 Присутствие в пласте проводящих минералов.....	39
2.4 Тонкослоистое чередование коллекторов и уплотненных пород..	42
2.5 Анизотропия свойств пласта.....	42
2.6 Глубокая зона проникновения бурового раствора.....	44
2.7 Аномально высокая минерализация пластовой воды и образование в продуктивных пластах «окаймляющих кольцевых зон»	44
2.8 Фациальные особенности формирования коллекторов.....	45
2.9 Вещественный состав твердой фазы.....	45
3 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	46
3.1 Выбор скважин для исследования.....	46
3.2 Возможные причины низкоомности коллекторов Кечимовского нефтяного месторождения.....	48
3.2.1 Присутствие глинистого материала.....	48

3.2.2	Присутствие в пласте проводящих компонентов.....	49
3.2.3	Анизотропия свойств пласта.....	49
3.3	Особенности петрофизической характеристики по керну.....	49
3.4	Анализ и интерпретация каротажных данных.....	61
4	РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	76
5	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	86
6	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	91
6.1	Производственная безопасность.....	91
6.2	Экологическая безопасность.....	95
6.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	97
6.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	99
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
	Список используемых источников.....	102
	Приложение А.....	106

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 116 страниц, 66 рисунков, 25 таблиц, 26 источников.

Ключевые слова: модель водонасыщенности, нефтенасыщенность, низкоомный коллектор, традиционный коллектор, геофизические исследования скважин, чистая нефтяная зона, интерпретация, глинистость, пористость.

Объектом исследования является нефтяное Кечимовское месторождение, расположенное в Сургутском и Нижневартовском районах Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области Российской Федерации.

Цель работы: На основе полученных данных по притоку пласта и интерпретации ГИС разработать методику интерпретации водонасыщенности с учетом возможной низкоомности коллекторов.

В процессе работы проведен анализ каротажных данных геофизических исследований, результаты сопоставлены с данными по испытаниям пластов на приток. Далее выстроена концепция интерпретации насыщенности для скважин без перфорации.

В результате исследования была опробована методика интерпретации на скважинах с известным типом флюида в пласте, также был дан прогноз насыщенности в скважинах без перфорации. Были даны рекомендации по проведению перфорации и доразведочному бурению.

Основной **областью применения** результатов работы может быть любое месторождение Западной Сибири, поскольку среди общего количества коллекторов 25% являются низкоомными.

Экономическая значимость работы состоит в предотвращении недооценки запасов, а также переинтерпретации данных ГИС месторождений, где было дано заключение о том, что разведочные скважины вскрыли водоносные пласты.

В будущем планируется опробование и введение методики.

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы заключается в том, что среди залежей углеводородов по всему миру насчитывается 25% коллекторов, для которых характерно низкое сопротивление. Абсолютное большинство низкоомных залежей при интерпретации, согласно классическим представлениям, относятся к водонасыщенным коллекторам. Особенно остро данная проблема стоит в Западной Сибири, где раньше, исходя из некорректной интерпретации, низкоомные коллекторы маркировались экономически нерентабельными к разработке. Причин низкоомности множество, но результатом неверной оценки насыщения коллектора является недооценка запасов.

В данной работе рассмотрен спектр причин, результатом действия которых являются завышенные показания проводимости пород слагающих коллектор. Также разработана методика определения насыщенности коллекторов, как традиционных, так и низкоомных, включающая в себя корректно работающие модели глинистости, пористости и насыщенности. Выяснены причины заниженного сопротивления пород на Кечимовском нефтяном месторождении, дан прогноз по насыщенности залежей пробуренных не проперфорированными скважинами, а так же даны рекомендации по перфорации уже пробуренных скважин и бурении дополнительных разведочных скважин.

2 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

Основная проблема, связанная с коллекторами, кроется в интерпретации их насыщенности. Поскольку нефтенасыщенный коллектор, согласно классическим представлениям, характеризуется высоким удельным электрическим сопротивлением (УЭС), насыщенные нефтью низкоомные залежи зачастую во время интерпретации относятся к водонасыщенным. Таким образом в процессе подсчета запасов возникает недооценка запасов. Чтобы проработать методику интерпретации низкоомных юрских отложений необходимо рассмотреть следующие возможные причины искажения значений удельных сопротивлений:

1. Присутствие глинистого материала, его количество и характер распределения (дисперсная, структурная и слоистая глинистости);
2. Наличие в пределах продуктивного интервала мелко- и тонкозернистых песчаников;
3. Присутствие в пласте проводящих минералов: углистых, глинистых и сульфидосодержащих прослоев;
4. Тонкослоистое чередование коллекторов и уплотненных пород;
5. Анизотропия свойств пласта, когда коллектор представлен микрослоистым переслаиванием песчаников с глинистым и карбонатным материалом, возникновение неоднородности фильтрационно-емкостных свойств;
6. Наличие глубокой зоны проникновения бурового раствора, искажающей показания зондов;
7. Аномально высокая минерализация пластовой воды;
8. Образование в продуктивных пластах «окаймляющих кольцевых зон»;
9. Расположение изучаемой структуры близко к глубинным разломам и как следствие наличие макро- и микротрещиноватости;
10. Фациальные особенности формирования коллекторов;
11. Вещественный состав твердой фазы.

2.1 Присутствие глинистого материала, его количество и характер распределения

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов в значительной степени зависят от гранулометрического состава, текстуры пород и степени упаковки зерен. По общепринятой классификации: глинистость - это свойство осадочных пород содержать частицы диаметром менее 0,01 мм; частицами таких малых размеров могут быть обломки глинистых минералов типа каолинита, монтмориллонита, иллита, кварца, полевых шпатов, слюдистых и тяжелых минералов, а также примеси лимонита, гематита, карбонатов, сульфидов и других минералов.

В зависимости от характера распределения глинистого материала выделяют следующие типы глинистости: поровый, слоистый и структурный.

Поровый тип глинистости делится на рассеянный и пленочный. При рассеянном типе глинистости глинистые частицы, заполняют пространство между более крупными зернами, разделяя их между собой; различают два вида рассеянной глинистости - рассеянную глинистость, состоящую из пеллитовых частиц, независимую от минерального состава и глинистость, состоящую из алевролитовых частиц, основной особенностью которой является наличие химически связанной воды.

При пленочном типе глинистости отмечается присутствие глин в виде вкраплений в матрицу породы, глинистые частицы, покрывая зерна, обволакивают пленкой скелет песчаной породы. Особенность вкрапленных глин заключается в том, что такие глины представляют собой удельные поверхности больших размеров, на этой поверхности удерживается вода, что создает дополнительную проводимость.

Свойство пород иметь в своем составе тонкие прослои глин называется слоистой глинистостью. Прослои глин могут состоять также не только из одной пеллитовой фракции, но из глинистого алевритового и органического материала. Эти тонкие пласты или прослойки не вносят существенных

изменений в эффективную пористость, с другой стороны, они создают вертикальную анизотропию по проницаемости, и тем самым могут внести погрешность в определение удельного сопротивления.

Кроме этого, полевошпатово-кварцевые песчаники имеют кроме обычных форм глинистости структурную форму глинистого материала, образованную за счет изменения главным образом полевых шпатов, слюд и обломков пород, глина находится в виде гранул или зерен в скелете породы. Для этой формы глинистого материала характерно высокое содержание связанной воды в продуктивных коллекторах, породы-коллекторы с агрегатной формой глинистости являются наиболее распространенной разновидностью низкоомных коллекторов.

Из геофизических параметров непосредственную связь с глинистостью имеют показания гамма-каротажа (ГК). Естественная радиоактивность осадочных пород обусловлена содержанием элементов урана, тория и радиоактивного изотопа К40. Первые два элемента чаще всего присутствуют в тонкодисперсной фракции пород, третий элемент К40 в осадочных породах определяется, прежде всего, минералогическим составом породы. Если для кварцевых песчаников связь между естественной радиоактивностью достаточно изучена, то для полимиктовых коллекторов связь имеет довольно сложный характер и находится в стадии изучения.

G.M. Hamada и M.N.J. Al-Awad, рассматривая в своей работе [3] проблему интерпретации насыщения низкоомных коллекторов, позиционируют присутствие пирита как основную причину высокой проводимости пластов коллекторов. В работе прослеживается путь от рассмотрения структуры глинистых минералов с присущей им емкостью катионного обмена, представленных на Рисунке 2.1 до модели распределения глин в пласте на Рисунке 2.2.

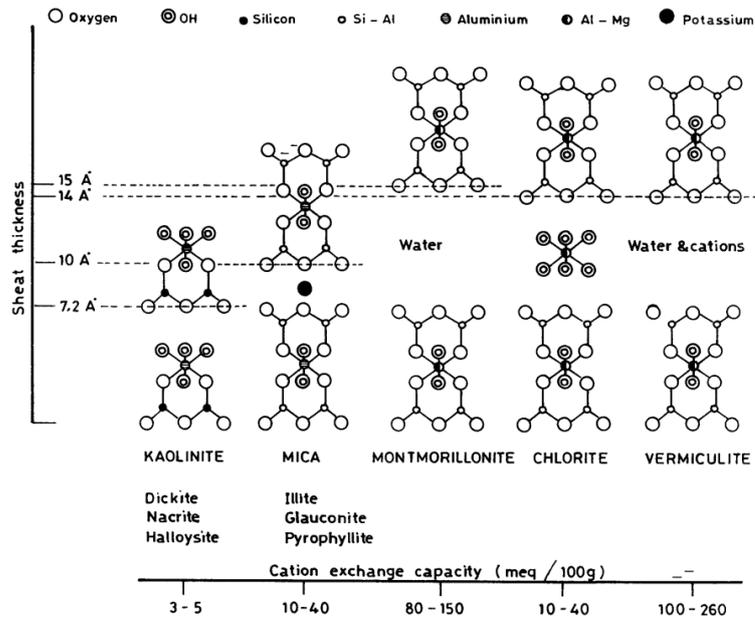


Рисунок 2.1 – Структура основных глинистых минералов

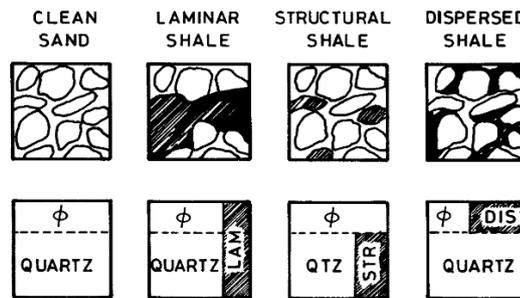


Рисунок 2.2 – Модели распределения глин в пласте

К каждой модели распределения глин (пластинчатая, структурная и диспергированная) приводится уравнение для расчета водонасыщенности.

В качестве примеров показаны расчеты водонасыщенности для трех, различных по свойствам, интервалов и сравнение полученных результатов с интерпретацией до поправки за глинистость. В примере с обычным коллектором изменение водонасыщенности настолько незначительно, что авторы делают вывод о нецелесообразности использования других уравнений, кроме как уравнение Арчи. В примерах с низкоомными коллекторами наблюдаются значительные отличия рассчитанных водонасыщенностей по уравнению Арчи и по уравнениям с поправкой за глинистость. В выводе авторами отмечается важность решения проблемы

точного подсчета объемного содержания пирита в продуктивной части пласта для снижения вероятности ошибочной интерпретации насыщенности, также указывается на необходимость опробования в низкоомных коллекторах моделей интерпретации насыщенности, отличных от модели Арчи.

2.2 Наличие в пределах продуктивного интервала мелко- и тонкозернистых песчаников

В зависимости от вещественного состава в изучаемом разрезе выделяются: песчаники полевошпатов кварцевые средне-, мелко- и тонкозернистые, глинистые, песчаники алевритистые, алевролиты и смешанные и ультросмешанные породы, которые, как правило, залегают в подошвенной части пластов регрессивных песчаников, затрудняя интерпретацию геофизической информации.

На физические параметры пород, которые фиксируются различными геофизическими методами, оказывают влияние многие факторы: гранулометрический состав обломков, слагающих породу, структура порового пространства, текстура пород, минеральный состав, постседиментационные преобразования, а также пористость, проницаемость, удельное сопротивление и технические условия вскрытия изучаемых разрезов и разрешающая способность геофизических приборов[4]. Особые трудности при выделении даже ограниченного числа литологических разностей, которые отмечаются в разрезах юрского комплекса, в основном связаны с тем, что в изучаемых разрезах практически отсутствуют чистые литологические разности. В реальных разрезах скважин встречаются различные переходные разности пород, в зависимости от содержания глинистого и карбонатного материалов. Но, необходимо отметить, что при любой степени детальности анализа кернового материала с комплексом ГИС, выделение отдельных литологических разностей остается условным.

2.3 Присутствие в пласте проводящих минералов

В своих работах Мельник И. А. отмечает влияние на интерпретацию геофизических исследований скважин в низкоомных коллекторах железосодержащих минералов (сульфиды, оксиды), обладающих хорошей проводимостью и входящих в состав твердой фазы [5]. Также указывается на возможное понижение сопротивления пласта насыщенного нефтью из-за наличия в породе глинистых минералов, таких как калий и магний. В исследованиях зарубежных авторов отмечается, что параллельно с возрастанием емкости катионного обмена снижается электрическое сопротивление породы. Согласно И.А. Мельнику, снижение удельного электрического сопротивления может быть обусловлено присутствием тонкодисперсных глинистых минералов (хлорит и гидрослюда). Отмечается, что данное явление возникает в процессе эпигенеза из-за деградации данных минералов и способности калия и магния переходить в ионную форму.

В своих работах Мельник выводит уравнения для вычисления концентраций минералов, искажающих показания ГИС. Данные уравнения базируются на показаниях определенных каротажей геофизических исследований скважин и свойств минералов. Таким образом содержание железа можно определить после необходимой калибровки, зная водородосодержание и плотность породы и используя нейтронный гамма-каротаж (НГК). По такому же алгоритму содержание бора, кремния и калия вычисляется с использованием нейтрон-нейтронного каротажа (НКТ) и гамма-каротажа (ГК). Нейтронно-радиационный метод (НРМ), основанный на облучении пород потоком быстрых нейтронов и их последующим замедлением, поглощением ядрами атомов и выделением гама-кванта высокой энергии, предлагается использовать для определения содержания железа. НРМ обладает такими преимуществами как возможность определения железа в очень малых концентрациях (0,2%) и глубина исследования (до 25 см), что позволяет исключить влияние зоны

проникновения бурового раствора. Основной сложностью применения данного метода является обязательное использование твердого пропана, охлаждаемого жидким азотом. Следующий способ определить массовое содержание электропроводящих минералов заключается в более высокой плотности железосодержащих минералов по сравнению с плотностью вмещающих пород. Объемная и открытая плотности пласта определяются по гамма-гамма плотностному и нейтрон-нейтронному каротажу на тепловых нейтронах соответственно. Далее исходя из номограммы взаимозависимости объемной плотности и открытой пористости определяют содержание электропроводящих минералов. Недостатком, нивелирующим все достоинства вышеописанного метода, является невозможность определения концентрации конкретных железосодержащих минералов.

Исходя из особенностей всех перечисленных видов каротажных исследований, автор делает вывод о том, что наиболее точным является нейтронно-радиационный метод (НРМ), поскольку позволяет измерить естественную активность калия, тория и урана в скважине. Однако, из-за того, что данный вид каротажа применяется крайне редко, необходима разработка методов исключающих неверную интерпретацию насыщения коллекторов.

В ходе работы Мельником И.А. была разработана программа, способная обрабатывать входную информацию, состоящую из данных таких каротажных исследований, как НКТ, ГК и ПС, данные общей пористости, плотности и минерализации исследуемого участка пласта-коллектора. Для корректной работы данной программы необходима калибровка входных данных от геофизических исследований скважин со средним содержанием химических элементов в части пласта, сложенной песчаником. Чаще всего информация о составе горных пород отсутствует и возникает необходимость оперировать только данными геофизических исследований. В таких случаях корректная работа программы невозможна.

Ежова А.В. в качестве причины низкого сопротивления пластов приводит присутствие в породе-коллекторе глинистых минералов, анизотропию сопротивления в песчанике и наличие в продуктивном интервале минералов с высокой проводимостью [6]. В ходе работы было выяснено, что основной причиной низкого сопротивления коллекторов на рассматриваемом месторождении являются множественные включения пирита и присутствие других железосодержащих минералов в породе. Пользуясь номограммой, представленной на Рисунке 2.3, через данные плотностного каротажа и пористости было определена концентрация железосодержащих минералов, а далее через истинное удельное электрическое сопротивление пласта определяется водонасыщенность.

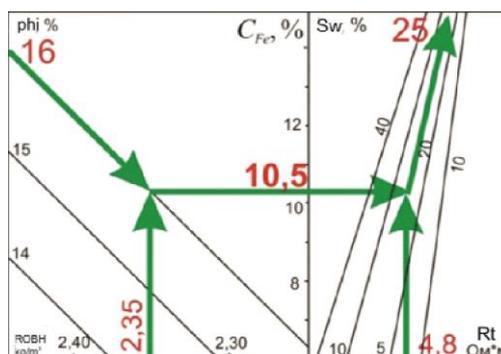


Рисунок 2.3 – Номограмма определения водонасыщенности

При отсутствии данных плотностного каротажа Ежова А.В. предлагает воспользоваться машинным обучением и получить данные о концентрации железосодержащих минералов из данных каротажей ПС, ГК и нейтронного метода. Решая обратную задачу, можно получить данные о плотности, затем, используя уравнение Арчи, вывести водонасыщенность. На Рисунке 2.4 представлены данные по скважинам, пробуренным в низкоомных коллекторах с водонасыщенностью до и после поправки на свойства пласта.

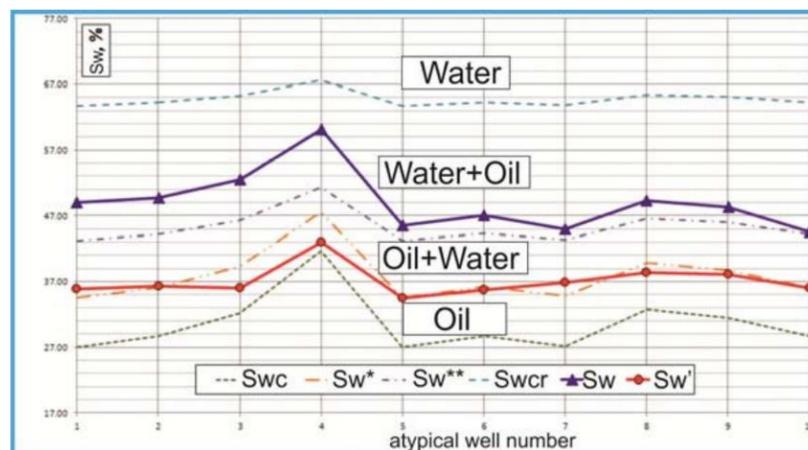


Рисунок 2.4 – Водонасыщенность с поправкой на свойства пласта

2.4 Тонкослоистое чередование коллекторов и уплотненных пород

Необходимо учитывать, что удельное сопротивление глин при одном и том же минеральном составе увеличивается с глубиной за счет уплотнения, и, в тоже время, уменьшается, за счет минерализации насыщающей их пластовой воды. Естественная радиоактивность глин зависит также от многих факторов. В частности, естественная радиоактивность зависит от концентрации органических веществ, способных адсорбировать элементы уранового ряда, а также от минерального состава коры выветривания и продуктов разрушения коренных пород [10]. Высокой радиоактивностью характеризуются глины, образовавшиеся в результате разрушения эффузивных и интрузивных пород, в основном, кислого состава. Глины, образовавшиеся при разрушении магматических пород (базальтов) характеризуются низкой радиоактивностью. Низкой радиоактивностью отмечаются глины, образовавшиеся в морских условиях на значительном удалении от берега, а также глины, связанные с переотложенными осадками.

2.5 Анизотропия свойств пласта

Hortsmann M., Sun K., Berger P., Olsen P.A. и другие занимались проблемой влияния анизотропии пласта на показания зондов [7]. В процессе

исследования проводились попытки снижения вероятности ошибки путем применения каротажа в процессе бурения. Причиной расхождения показаний зондов может служить переслаивание песчаников с глинистыми пропластками, поскольку индукционный каротаж измеряет горизонтальную, а боковой каротаж или каротаж градиент зондами – вертикальную составляющую. В одном из примеров, которыми руководствуются авторы, представлено наглядное расхождение показаний каротажей в разных направлениях. На Рисунке 2.5 в колонке под номером 1 отражены показания зондов разной направленности.

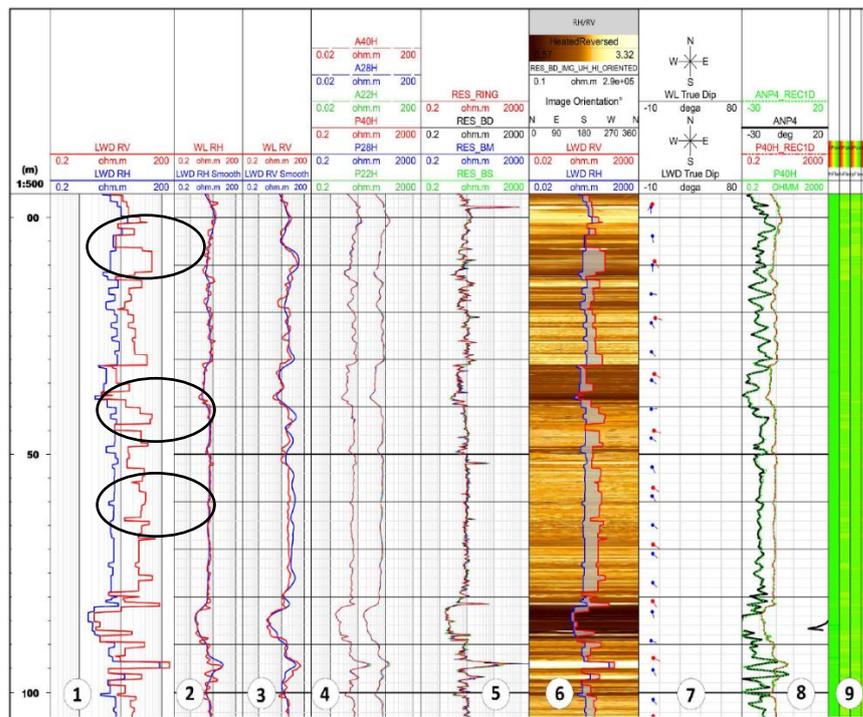


Рисунок 2.5 – Показания ГИС в пилотном стволе

В выводах авторы указывают о повышении точности сбора информации во время бурения скважины и необходимости применения данного вида исследования. Каротаж во время бурения хоть и позволяет распознать глинистые пропластки, однако с помощью данного метода выявить точную причину низкоомности коллектора не представляется возможным. Применение каротажа во время бурения может служить вспомогательным методом при интерпретации коллекторов с высокой

проводимостью для снижения вероятности ошибочной интерпретации насыщения коллекторов.

2.6 Глубокая зона проникновения бурового раствора

Удельное сопротивление пресной промывочной жидкости изменяется от 3,5 до 1,8 Ом·м. При проникновении бурового раствора вглубь породы происходит искажение показаний градиент-зондов [8]. Исходя из классических представлений о нефтенасыщенных коллекторах, а именно сопротивление таких пород выше 5 Ом·м, глубокая зона проникновения бурового раствора при интерпретации каротажных исследований может интерпретироваться как водонасыщенный коллектор.

2.7 Аномально высокая минерализация пластовой воды и образование в продуктивных пластах «окаймляющих кольцевых зон»

В нефтенасыщенном пласте на границе зоны проникновения и неизменной части пласта образуется окаймляющая зона пониженного удельного сопротивления, где нефть замещена минерализованной пластовой водой [9].

Если поровое пространство коллектора содержит только нефть и не содержит подвижную пластовую воду, то фильтрат бурового раствора оттесняет вглубь пласта только нефть. При этом вполне закономерно предположить, что связанная вода тонких пор, куда фильтрат не проникает, вытесняться не будет. В этом случае окаймляющая зона вряд ли может образоваться.

Что касается коллектора, где в поровом пространстве наряду с нефтью есть подвижная соленая вода, то здесь образование окаймляющей зоны, наверно, возможно. Для рассматриваемых нами коллекторов, которые при испытании часто дают совместный приток нефти и воды, и вода

характеризуется огромной минерализацией, образование окаймляющей зоны вполне возможно. Поскольку в окаймляющей зоне коэффициент нефтенасыщенности становится меньше, чем в неизменной части пласта, ее УЭС будет меньше, чем в пласте.

2.8 Фациальные особенности формирования коллекторов

Условия осадконакопления влияют на состав цемента, а, следовательно, и на причины формирования «низкоомных» коллекторов. Отношения бор-барий и стронций-галий в глинистой фракции песчаника может служить индикатором фациальной обстановки [10]. Концентрация бора в песчанике характеризует палеосоленость, то есть концентрация бора для морских и континентальных глинистых фаций различаются в 3-5 раз. Также с увеличением проявления морских фаций происходит улучшение образования коллекторов.

2.9 Вещественный состав твердой фазы

Содержание связанной воды и особенно прочносвязанной воды зависит от удельной поверхности твердой фазы и минерального состава, в основном глинистых частиц, а ее влияние на физические свойства коллектора в основном зависит от свойств глинистой составляющей в естественном состоянии [11].

3 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1 Выбор скважин для исследования

Выбор скважин для исследования основан на следующей методике. Первоначально необходимо определить наличие базовых каротажных исследований во всем наборе скважин, для Кечимовского месторождения все скважины были скомпонованы на три группы (Таблица 3.1):

- нейтронный каротаж
- нейтронный и акустический каротажи;
- нейтронный, акустический и плотностной каротажи.

Таблица 3.1 – Наличие каротажных данных

НКТ	НКТ + АК	НКТ + ГК + ГК-П
Номера		
8	9	1
15	11	2
16	12	3
	13	4
	14	5
	17	6
		7
		10

Наличие лабораторных исследований керна, описания кернового материала и данных по притоку также является важной составляющей в выборе скважин для исследований, данная информация изложена ниже (Таблица 3.2).

В ряде скважин имеется информация по полученному притоку, методика исследования рассчитана на опробование моделей глинистости, пористости и водонасыщенности в скважинах с известным притоком, а также

прогнозирование насыщенности в пластах, вскрытых скважинами, но на которых не было проведено опробование пластов. Изначально выбранные модели должны дать результат, совпадающий с данными по притоку, поскольку ранее интерпретация насыщенности в нескольких скважинах была проведена некорректно ввиду низкоомности вскрытых коллекторов.

Таблица 3.2 – Исходная информация по скважинам

Скважина	Описание керна	Лабораторный анализ керна	Данные исходной интерпретации	Данные по притоку
1	-	-	вода	-
2	-	-	нефть	нефть
3	-	-	нефть	нефть
4	+	-	вода	нефть
5	-	-	нефть+вода	нефть
6	-	+	вода	нефть
7	+	+	нефть	нефть
8	-	-	нефть	нефть+вода
9	-	+	нефть	нефть+вода
10	-	-	нефть	-
11	+	+	нефть+вода	-
12	+	+	вода	вода
13	-	+	нефть+вода	нефть+вода
14	+	+	нефть	-
15	+	+	вода	-
16	+	+	вода	-
17	+	+	вода	-

Как можно увидеть, из представленной исходной информации наибольшим спектром данных обладают скважины 7, 12 и 13. Также эти

скважины вскрывают пласты с различным насыщением 7-нефть, 12-вода, 13-нефть+вода, а также вскрытые ими коллекторы не имеют признаков низкоомности. Исходя из выше изложенного, скважины 7, 12, 13 можно считать опорными.

3.2 Возможные причины низкоомности коллекторов Кечимовского нефтяного месторождения

- Присутствие глинистого материала, его количество и характер распределения (наличие дисперсной, структурной и слоистой глинистости) [3];
- Присутствие в пласте проводящих компонентов: глинистых и сульфидсодержащих прослоев [5, 6];
- Анизотропия свойств пласта [7].

3.2.1 Присутствие глинистого материала

Согласно описанию кернового материала, а также данным каротажных исследований, продуктивные пласты в разрезе скважин 4, 5 и 6 характеризуются заглинизированностью. Об этом свидетельствуют различия интерпретации насыщенности продуктивного интервала по модели Арчи и по данным притока. Основная ошибка исходит из того, что модель Арчи не учитывает глинистость, модель Арчи представлена формулой 3.2.1.

$$S_w = \left(\frac{a R_w}{\varphi^m R_t} \right)^{1/n} \quad 3.2.1$$

Далее в главе будут рассмотрены модели водонасыщенности по Пупону, Симанду и Индонезийская, в каждой из которых учитывается глинистость, уравнение Пупона учитывает слоистую глинистость, а Симанду и Индонезийская учитывают рассеянную глинистость.

3.2.2 Присутствие в пласте проводящих компонентов

В описании керна к скважине 4 есть данные о наличии вкраплений пирита и сидерита в теле песчаника, данный факт свидетельствует о заниженных показаниях в снятии каротажей сопротивления и завышенных в каротажах проводимости.

3.2.3 Анизотропия свойств пласта

Данная причина имеет место быть, поскольку в описании керна указывается на то, что в разрезе скважин в отобранном керновом материале наблюдается переслаивание глинистых тонких пропластков с песчаником. Однако, индукционный каротаж в такой ситуации должен иметь зигзагообразную форму ввиду разности сопротивлений глин и песчаника. Данное явление не наблюдается, соответственно и причиной низкоомности анизотропию свойств пласта считать нельзя.

3.3 Особенности петрофизической характеристики по керну

Набор исследований кернового материала (Таблица 3.3) не включает в себя данные по глинистости и по скорости пробега звуковой волны в образцах керна.

Первоначально была проведена интерпретация в скважине 7. При подсчете глинистости было затронуто большинство расчетных моделей глинистости, это было сделано не только с целью полноты исследования, но и по причине отсутствия данных глинистости по лабораторным исследованиям керна, чтобы провести опробование моделей глинистости на моделях пористости. На Рисунке 3.1 представлены модели глинистости для продуктивного интервала скважины 7.

Таблица 3.3 – Набор керновых исследований

Скважина №	φ, %	Perm, mD	S _w , %	FF	RI	ρ, г/см ³	V _p	V _{sh}
6	+	+	+	+	+	+	-	-
7	+	+	+	+	+	+	-	-
9	+	+	+	+	+	+	-	-
11	+	+	+	+	+	+	-	-
12	+	+	+	+	+	+	-	-
13	+	+	+	+	+	+	-	-
14	+	+	+	+	+	+	-	-
15	+	+	+	+	+	+	-	-
16	+	+	+	+	+	+	-	-
17	+	+	+	+	+	+	-	-

1. Линейное: $I_{GR} = V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$;

2. Штейбер: $V_{sh} = \frac{0.5I_{GR}}{1.5 - I_{GR}}$;

3. Клавье: $V_{sh} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2}$;

4. Ларионов (old rocks): $V_{sh} = 0.33(2^{2I_{GR}} - 1)$;

5. Ларионов (tertiary rocks): $V_{sh} = 0.083(2^{3.7I_{GR}} - 1)$;

6. ПС: $V_{sh} = \frac{SP - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}}$

Где, V_{sh} – объем глин, у.е;

GR(UR/H), SP(mV) – текущее значение на каротаже;

GR_{min}(UR/H), SP_{min}(mV) – значение в песчаниках;

GR_{max}(UR/H), SP_{max}(mV) – значение в глинах.

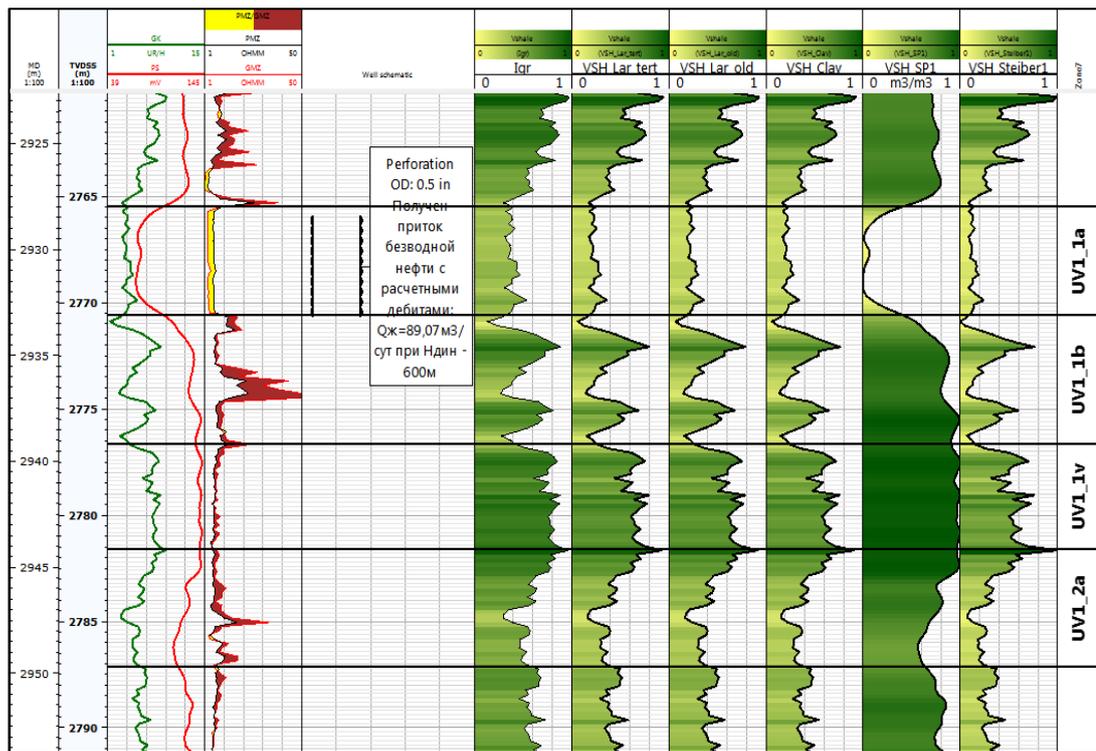


Рисунок 3.1 – Модели глинистости скважины 7

Следующим этапом были рассчитаны пористости по нейтронному методу. Уравнение для расчета выведено из данных нейтронного каротажа НКТВ и данных пористости по керну. Вывод уравнения представлен на Рисунке 3.2.

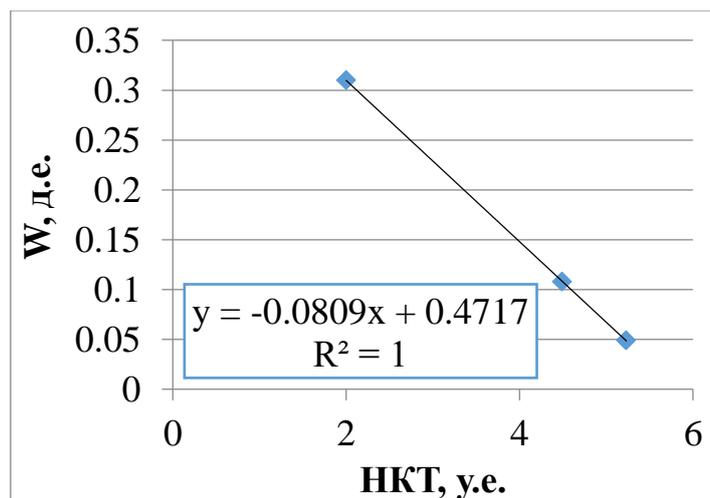


Рисунок 3.2 – Вывод уравнения пористости по нейтронному каротажу

Уравнение для расчета пористости представлено в формуле (3.3.1):

$$W=0.4717-0.0809*\text{НКТ}-0.31*V_{sh} \quad (3.3.1)$$

На Рисунке 3.3 представлены распределения пористости для продуктивного интервала скважины 7 с учетом рассчитанных моделей глинистости.

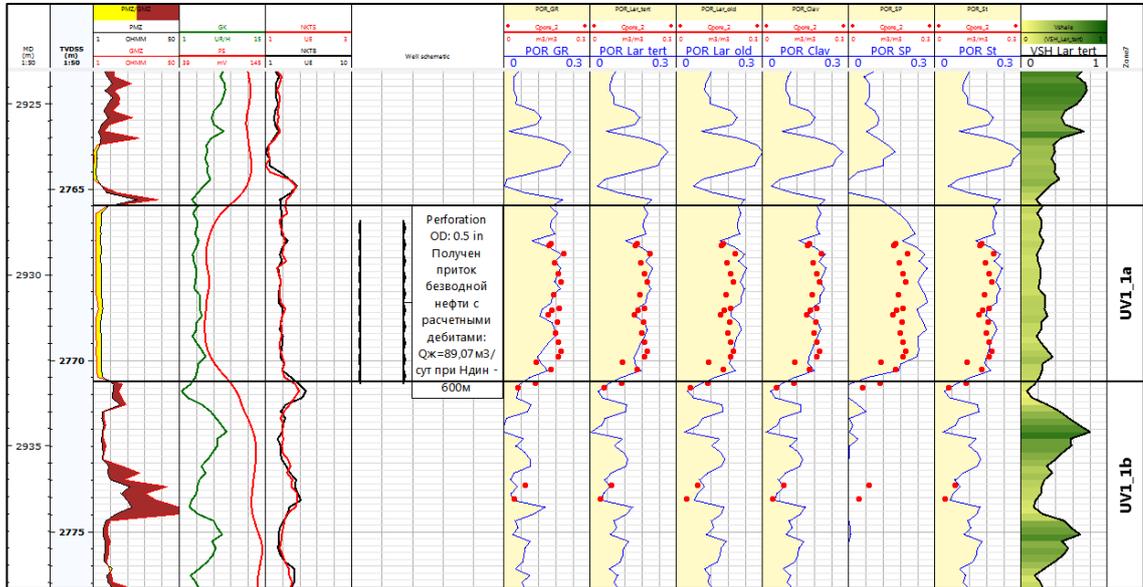


Рисунок 3.3 – Модели пористости скважины 7

Далее на Рисунке 3.4 показан кросс-плот корреляции пористости по керну и рассчитанной по данным каротажных исследований. Моделью, которая лучше остальных описывает свойства пласта является модель пористости по нейтронному каротажу с учетом глинистости по Ларионову. Коэффициент корреляции $R^2 = 0.84$.

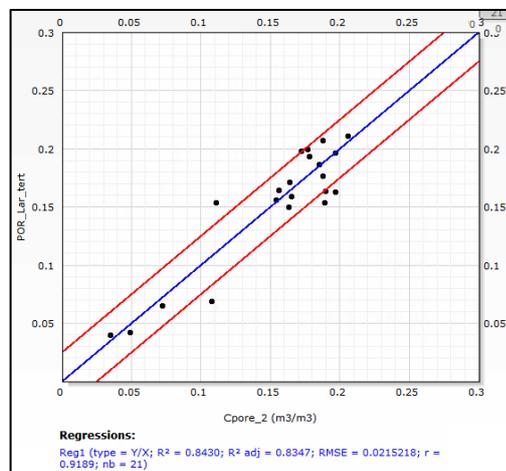


Рисунок 3.4 – Кросс-плот корреляции по пористости ($R^2 = 0.84$)

Модели водонасыщенности, используемые для расчета флюида в пласте:

$$1. \text{ Модель Арчи: } S_w = \sqrt[n]{\frac{a R_w}{\varphi^m R_t}};$$

$$2. \text{ Модель Ваксмана – Смитса: } C_t = \frac{1}{a} \varphi_t^{m^*} S_{wt}^n \left(C_w + \frac{B Q_v}{S_{wt}} \right);$$

$$3. \text{ Модель двойной воды: } C_t = \frac{1}{a} \varphi_t^m S_{wt}^n \left[\left(\frac{S_{wt} - \alpha V_Q^H Q_v}{S_{wt}} \right) C_w + \frac{B Q_v}{S_{wt}} \right];$$

$$4. \text{ Модель Пупона: } S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\varphi^m} \cdot \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \cdot \left(\frac{R_w}{1 - V_{sh}} \right)};$$

$$5. \text{ Модель Симанду: } S_w = \frac{a R_w}{2 \varphi^m} \left(\left(-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{4 \varphi^m}{a R_w R_t}} \right);$$

$$6. \text{ Индонезийская модель: } S_w = \frac{n}{2} \sqrt{\frac{1}{\left(\left(\frac{\frac{m}{\varphi^2}}{\sqrt{a R_w}} \right) + \left(\frac{V_{sh} \left(\frac{1 - V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \right)} \cdot \sqrt{R_t}}.$$

Где, а – коэффициент извилистости породы;
 S_w (д.е.) – водонасыщение;
 m – коэффициент цементированности породы;
 n – коэффициент насыщения;
 V_{sh} (д.е.) – глинистость;
 φ (д.е.) – эффективная пористость;
 R_w (Ом·м) – сопротивление пластовой воды;
 R_t (Ом·м) – сопротивление породы;
 R_{sh} (Ом·м) – сопротивление глин
 Q_v (м-эк/100г) – емкость катионного обмена.

Значение сопротивления породы и глин при расчете всех моделей берется с двух каротажей – индукционный каротаж и боковой каротаж зондирования.

На Рисунке 3.5 представлены рассчитанные модели водонасыщенности для скважины 7. Наибольшим коэффициентом корреляции показаний, рассчитанным по данным каротажных исследований, и данных по керну обладают модели Арчи и Пупона, основанные на показаниях индукционного каротажа. На Рисунке 3.6 представлены кросс-плоты с корреляцией данных водонасыщенности по керну и рассчитанным по данным каротажных исследований.

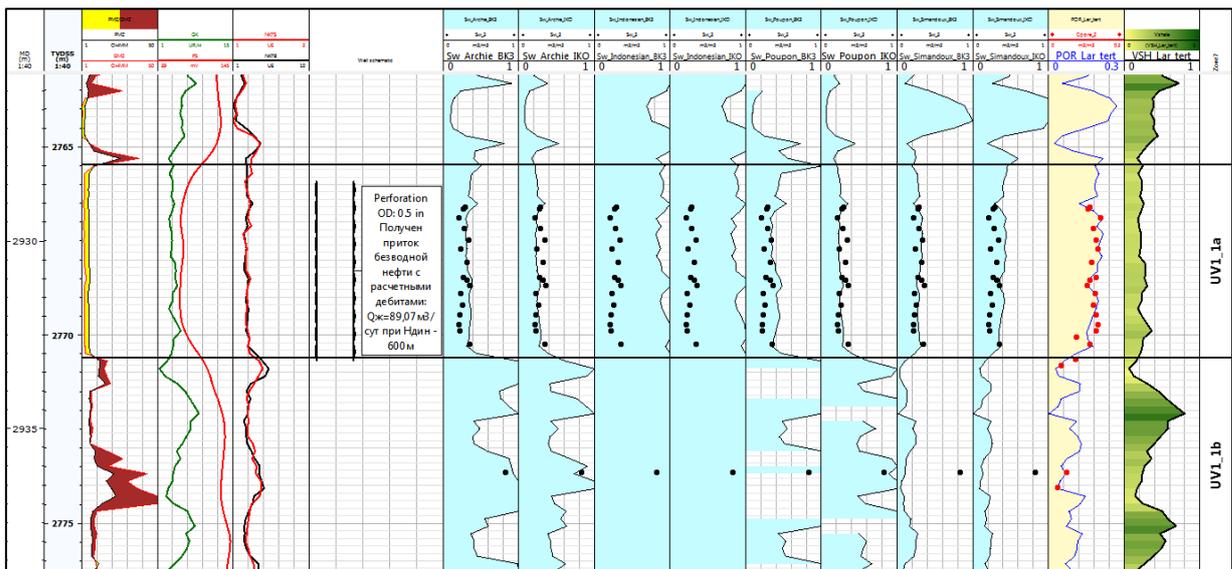


Рисунок 3.5 – Модели водонасыщенности скважины 7

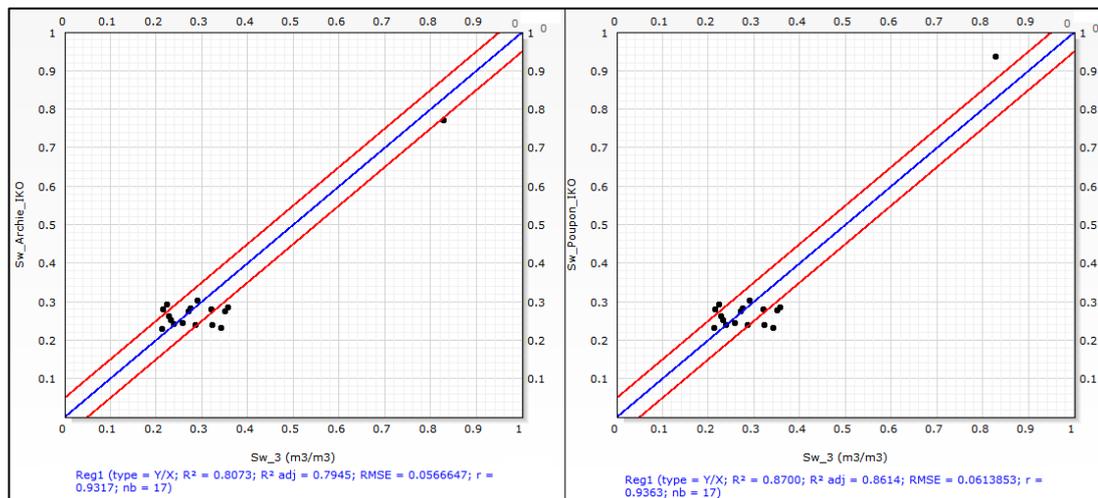


Рисунок 3.6 – Кросс-плоты корреляций по водонасыщенности по Арчи ($R^2 = 0.81$) и по Пупону ($R^2 = 0.87$)

Найдя средние значения водонасыщенности в продуктивном интервале традиционного коллектора скважины 7, можно считать, что таковы значения в чистой нефтяной зоне (Таблица 3.4).

Интерпретация геофизических исследований скважины 12 содержит те же шаги, что и интерпретация ГИС в скважине 7. Изначально идет расчет моделей глинистости, представленных на Рисунке 3.7. Далее выполняется расчет моделей по пористости, представленных на Рисунке 3.9.

Таблица 3.4 – Средняя водонасыщенность

Арчи		Индонезийская		Пупон		Симанду	
БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК
0.356	0.261	0.915	0.907	0.428	0.261	0.287	0.392

Модель по пористости с наилучшей корреляционной зависимостью с керном участвует в подсчете водонасыщенности (Рисунок 3.11). Кросс-плот пористости по Ларионову с хорошей зависимостью ГИС-кern представлен на Рисунке 3.10.

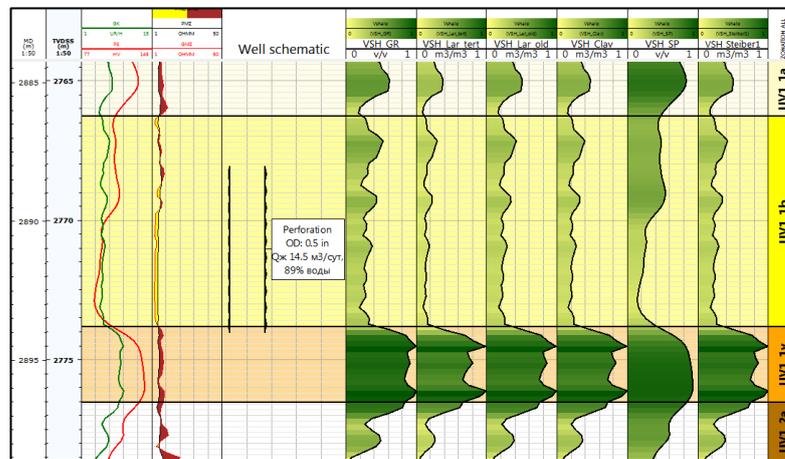


Рисунок 3.7 – Модели глинистости скважины 12

Уравнение для расчета пористости выведено из данных нейтронного каротажа НКТВ и данных пористости по керну. Вывод уравнения представлен на Рисунке 3.8.

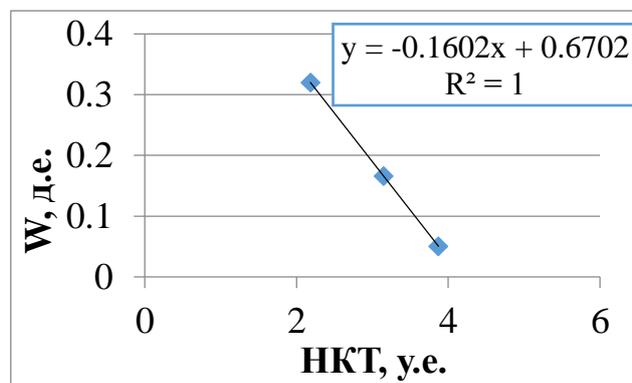


Рисунок 3.8 – Вывод уравнения пористости по нейтронному каротажу

Уравнение для расчета пористости представлено в формуле (3.3.2):

$$W=0.6702-0.1602*HKT-0.32*Vsh \quad (3.3.2)$$

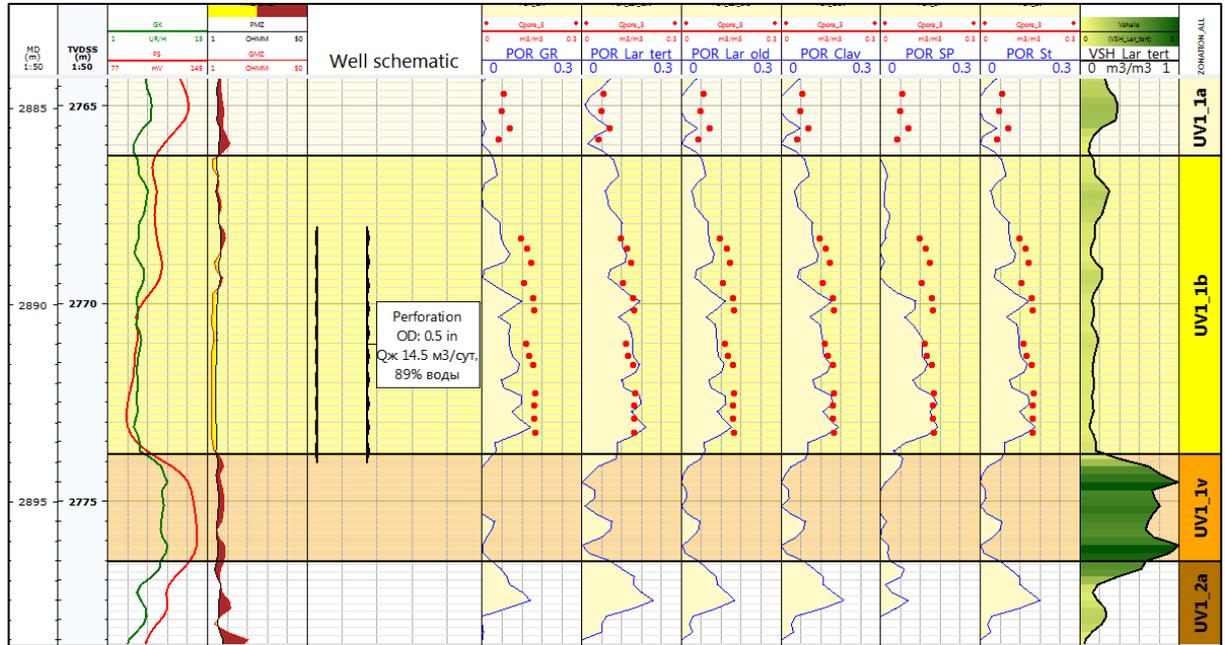


Рисунок 3.9 – Модели пористости скважины 12

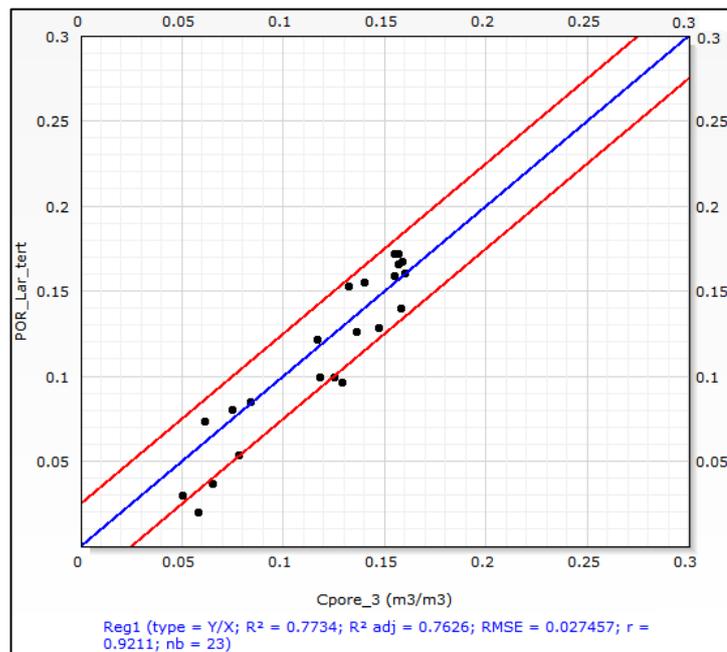


Рисунок 3.10 – Кросс-плот корреляции по пористости (R² = 0.77)

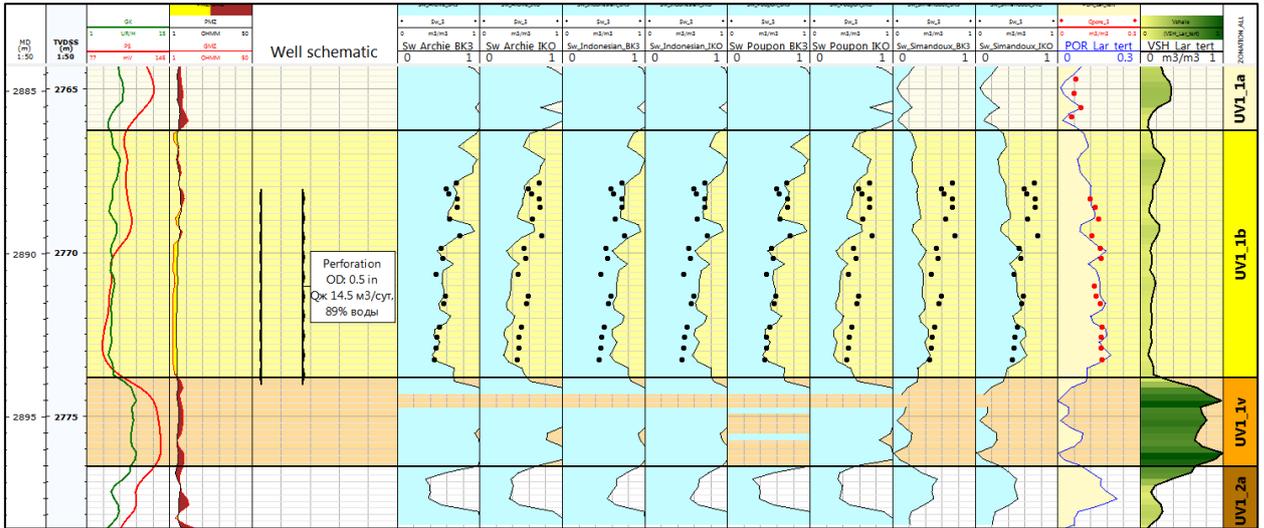


Рисунок 3.11 – Модели водонасыщенности скважины 12

На Рисунке 3.12 представлен кросс-плот зависимости водонасыщенности ГИС-керна. Найдя средние значения водонасыщенности в продуктивном интервале традиционного коллектора скважины 12, можно считать, что таковы значения в чистой водяной зоне (Таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Средняя водонасыщенность

Арчи		Индонезийская		Пупон		Симанду	
БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК
0.801	0.682	0.854	0.850	0.812	0.671	0.255	0.328

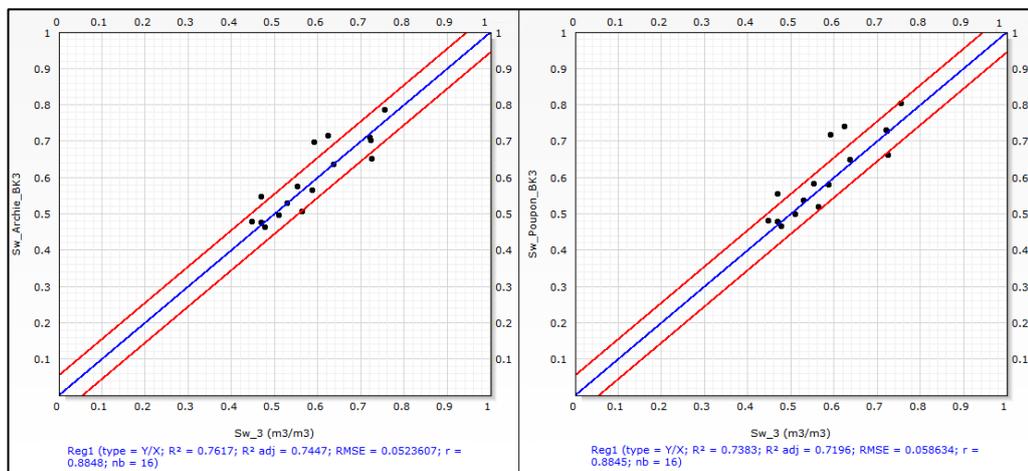


Рисунок 3.12 – Кросс-плоты корреляций по водонасыщенности по Арчи ($R^2 = 0.76$) и по Пупону ($R^2 = 0.74$)

На Рисунке 3.13 представлены модели глинистости, рассчитанные в скважине 13, где результаты исходной интерпретации насыщенности (нефть+вода) совпали с данными притока.

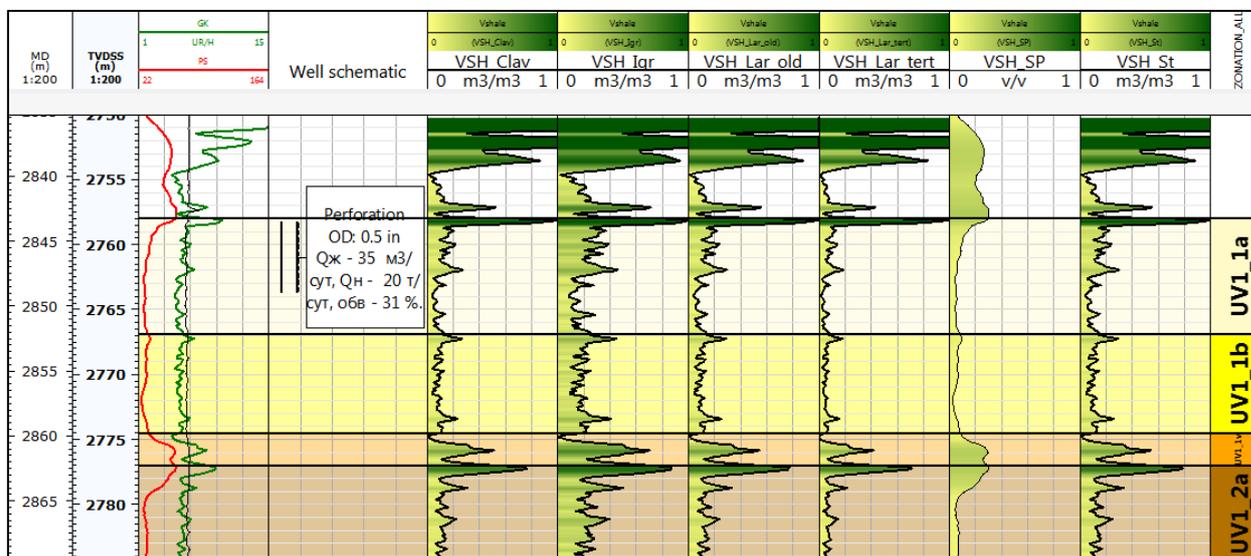


Рисунок 3.13 – Модели глинистости скважины 13

Уравнение для расчета пористости выведено из данных нейтронного каротажа НКТВ и данных пористости по керну. Вывод уравнения представлен на Рисунке 3.14.

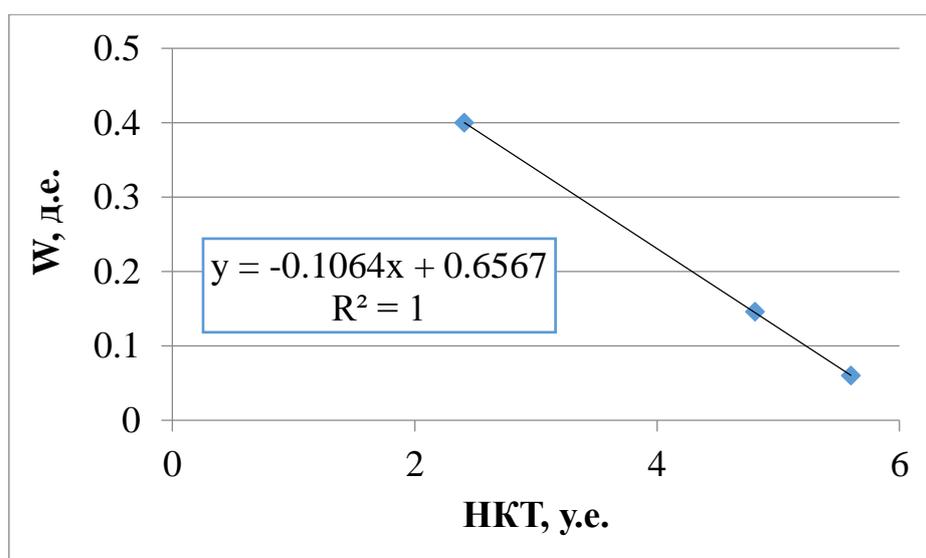


Рисунок 3.14 – Вывод уравнения пористости по нейтронному каротажу

Уравнение для расчета пористости представлено в формуле (3.3.3):

$$W=0.6567-0.1064*\text{НКТ}-0.4*V_{\text{sh}} \quad (3.3.3)$$

На Рисунке 3.15 представлен планшет, содержащий модели пористости для скважины 13, наилучшей корреляцией ГИС-керна обладает пористость включающая модель глинистости по Ларионову для третичных пород.

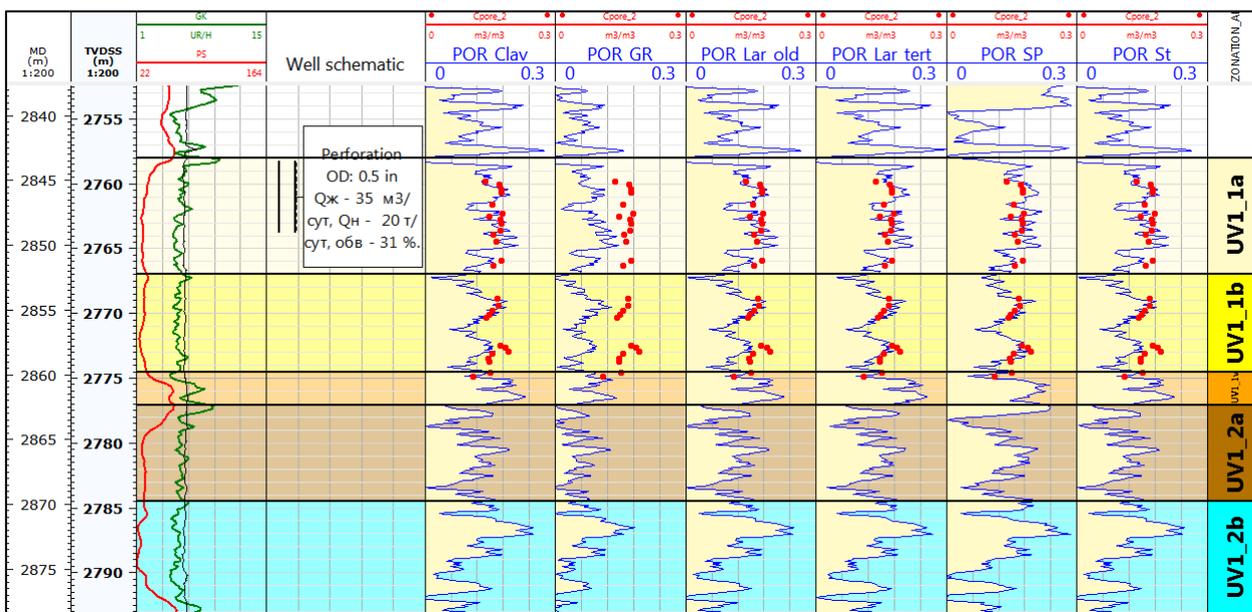


Рисунок 3.15 – Модели пористости скважины 13

На Рисунке 3.16 представлен кросс-plot с корреляцией по пористости ГИС-керна. Коэффициент корреляции равен $R^2 = 0.72$.

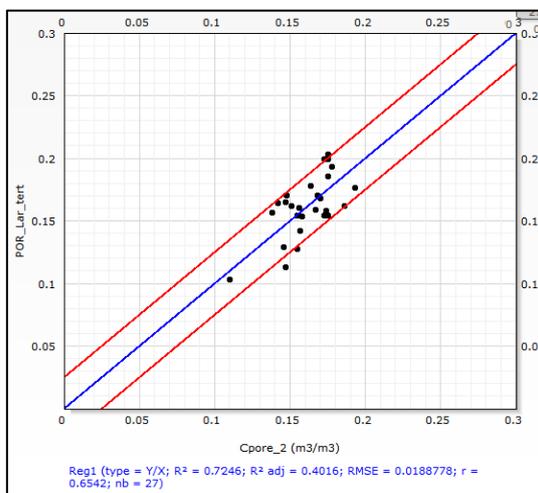


Рисунок 3.16 – Кросс-plot корреляции по пористости ($R^2 = 0.72$)

На Рисунке 3.17 представлен планшет с рассчитанными моделями водонасыщенности, наибольшую корреляцию ГИС-керна имеют модели Арчи и Пупона по индукционному каротажу.

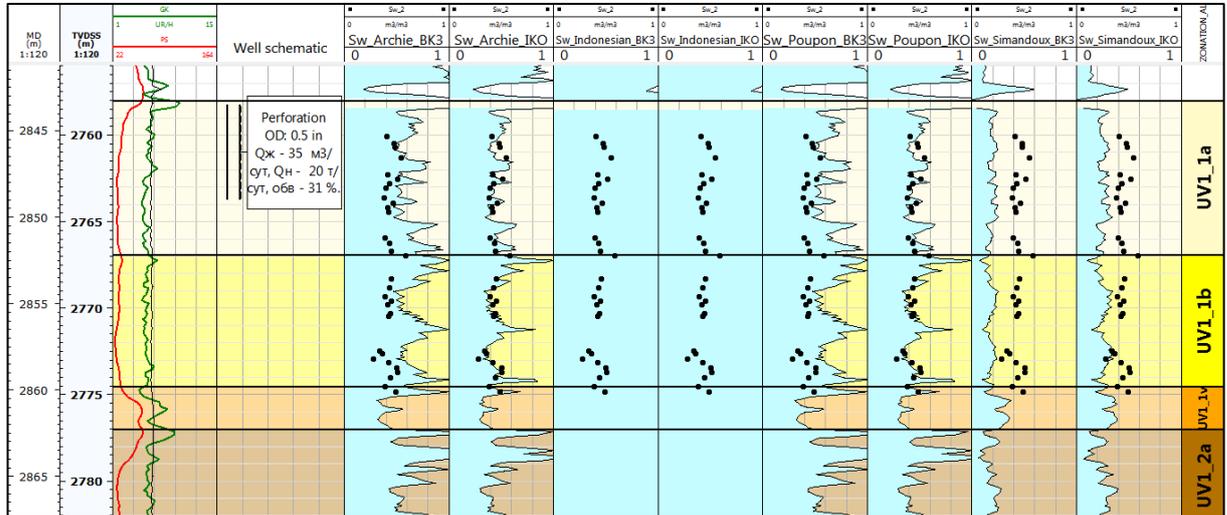


Рисунок 3.17 – Модели водонасыщенности скважины 13

На Рисунке 3.18 представлены кросс-плоты по водонасыщенности в скважине 13. В Таблице 3.6 отражены средние значения водонасыщенности в коллекторе.

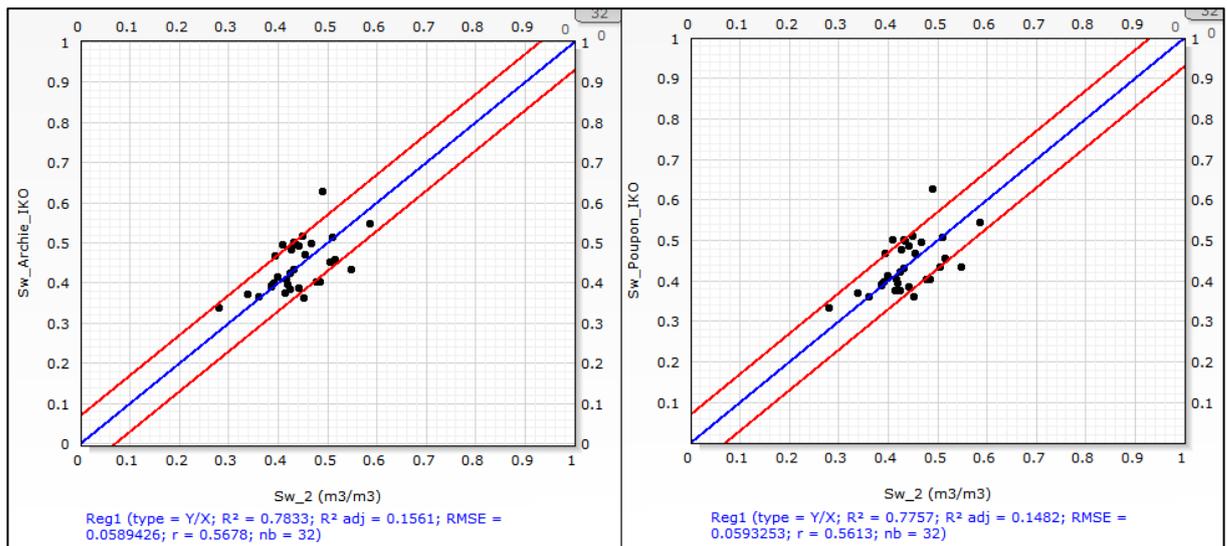


Рисунок 3.18 – Кросс-плоты корреляций по водонасыщенности по Арчи ($R^2 = 0.78$) и по Пупону ($R^2 = 0.78$)

Таблица 3.6 – Средняя водонасыщенность

Арчи		Индонезийская		Пупон		Симанду	
БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК
0.664	0.492	1	1	0.673	0.482	0.188	0.257

Для расчета водонасыщенности во всех моделях значения сопротивления берутся с двух каротажей – индукционный и боковой каротаж зондирования. Модель Арчи не учитывает глинистость, поэтому предположив, что основной причиной низкоомности коллекторов на месторождении является присутствие глинистых минералов в теле породы, можно сделать вывод о более корректной работе при расчете водонасыщенности моделей Симанду, Пупона и Индонезийской.

Модель Ваксмана-Смитса и модель Двойной воды, как уже было описано ранее, включают в себя подсчет емкости катионного обмена. Исходя из предоставленных данных известно, что емкости катионного обмена каолинита, иллита и хлорита и их содержание в породе варьируются в больших пределах (Таблица 3.7). Соответственно корректное использование данных моделей не представляется возможным ввиду отсутствия более точных данных.

Таблица 3.7 – Данные для расчета емкости катионного обмена

	Содержание в глинистой фракции, %	Емкость катионного обмена, meq/100g
Каолинит	64-91	3-15
Иллит	5-21	10-40
Хлорит	3-11	10-40

3.4 Анализ и интерпретация каротажных данных

Исходя из проведенной интерпретации ГИС можно сделать вывод, что работающая техника состоит из следующих шагов:

1. Подсчет глинистости по формуле Ларионова для третичных пород;
2. Подсчет пористости по нейтронному методу;
3. Подсчет водонасыщенности четырьмя моделями (Арчи, Пупон, Симанду, Индонезийская) с использованием каротажа бокового зондирования и индукционного каротажа.

В первую очередь необходимо опробовать работу описанной схемы интерпретации на скважинах с проведенным опробованием пласта. В северном блоке (Рисунок 3.19) таких скважин большинство, по этой причине интерпретация скважин начинается проводиться именно с северного блока.

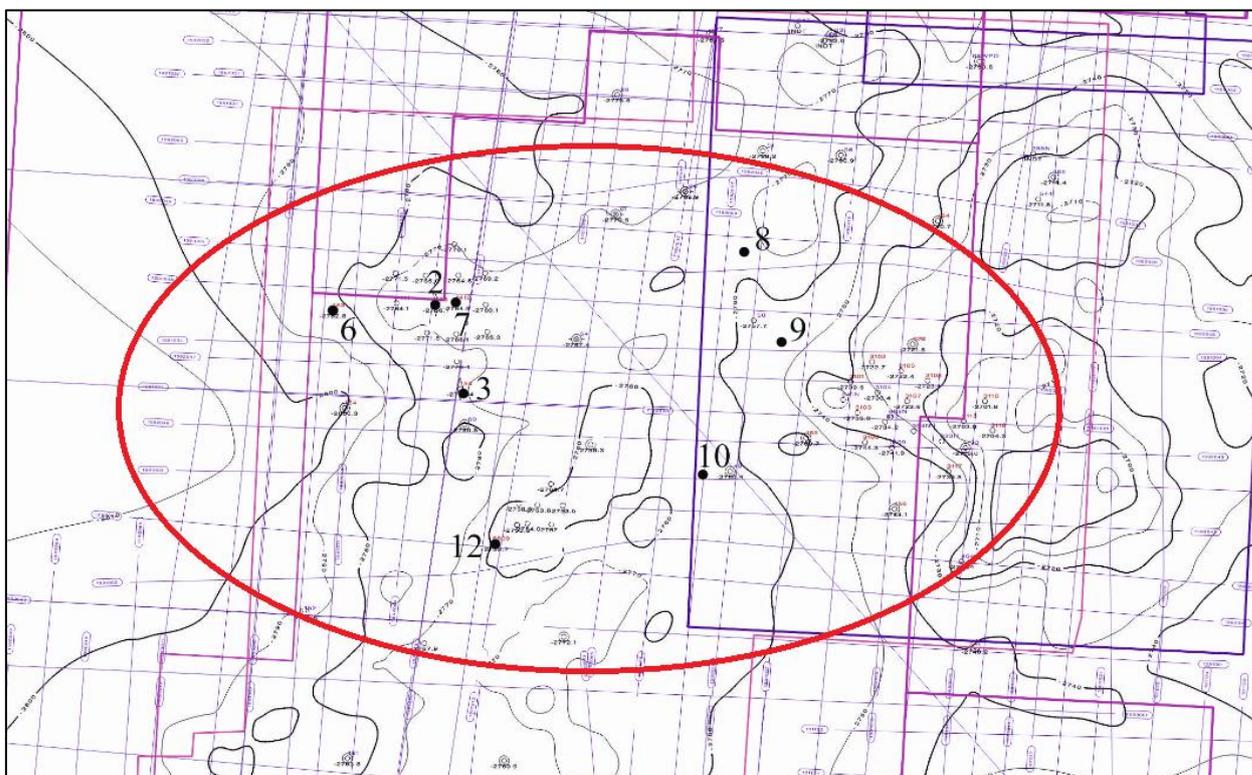


Рисунок 3.19 – Карта забоев скважин северного блока

На Рисунке 3.20 представлен планшет с рассчитанными параметрами глинистости, пористости и водонасыщенности для скважины 2. В скважине не проводился индукционный каротаж, поэтому модели водонасыщенности были рассчитаны только по БКЗ.

В Таблице 3.8 отражены средние значения водонасыщенности в коллекторе для скважины 2.

Таблица 3.8 – Средняя водонасыщенность

Арчи		Индонезийская		Пупон		Симанду	
БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК
0.352	-	0.862	-	0.391	-	0.353	-

Как видно из полученных данных, значения водонасыщенности подобны значениям водонасыщенности в скважине 7 (Таблица 3.4). Соответственно данные по интерпретации совпадают с данными по притоку из пласта. Пласт нефтенасыщенный, методика работает корректно.

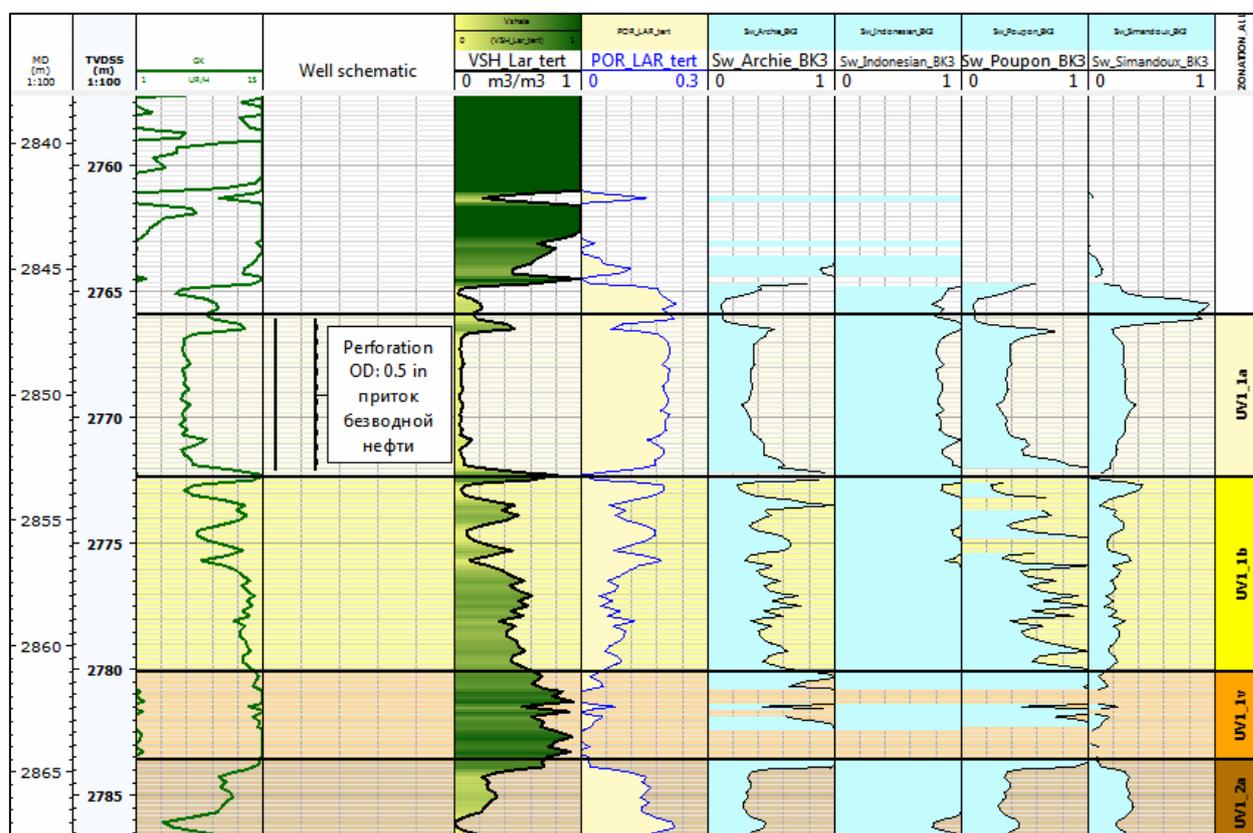


Рисунок 3.20 – Параметры скважины 2

На Рисунке 3.21 представлен вывод уравнения для расчета пористости по нейтронному методу. Планшет с интерпретацией каротажных данных в скважине 9 показан на Рисунке 3.22.

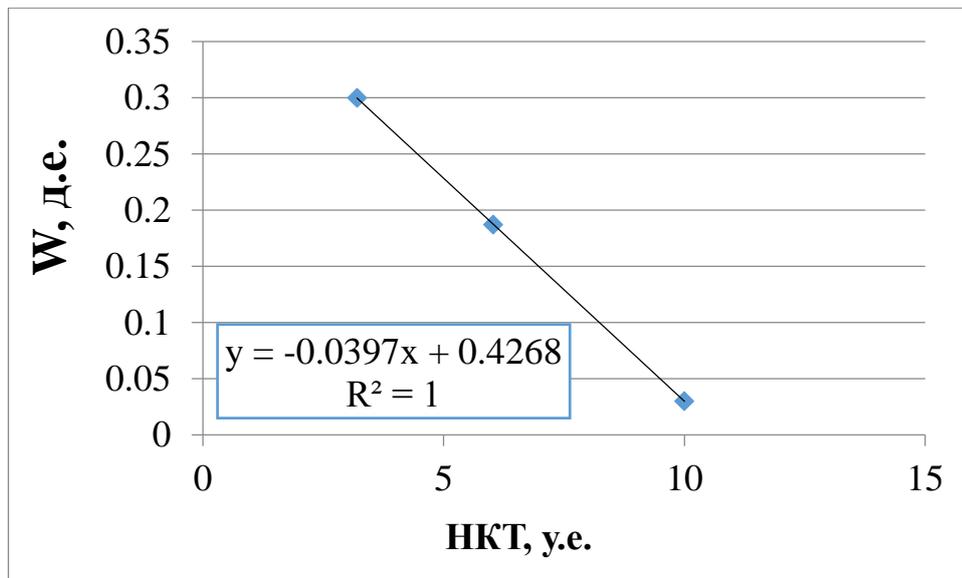


Рисунок 3.21 – Вывод уравнения пористости по нейтронному каротажу

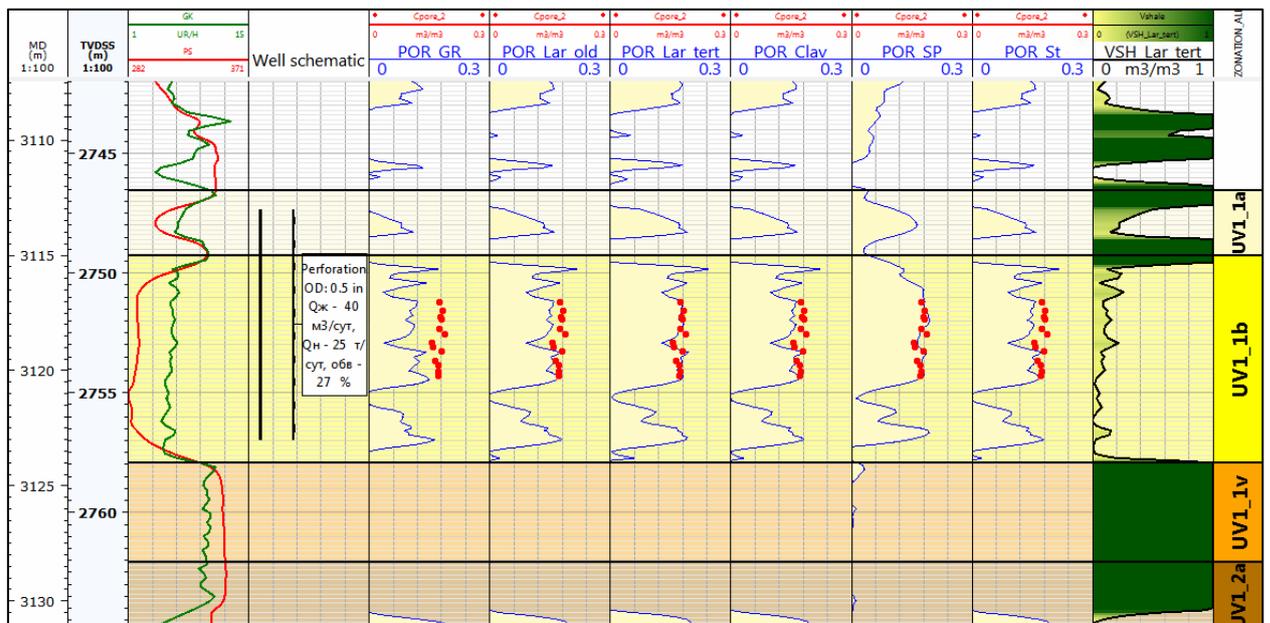


Рисунок 3.22 – Модели глинистости скважины 9

На Рисунке 3.23 представлен кросс-плот корреляции рассчитанной пористости и пористости по керну.

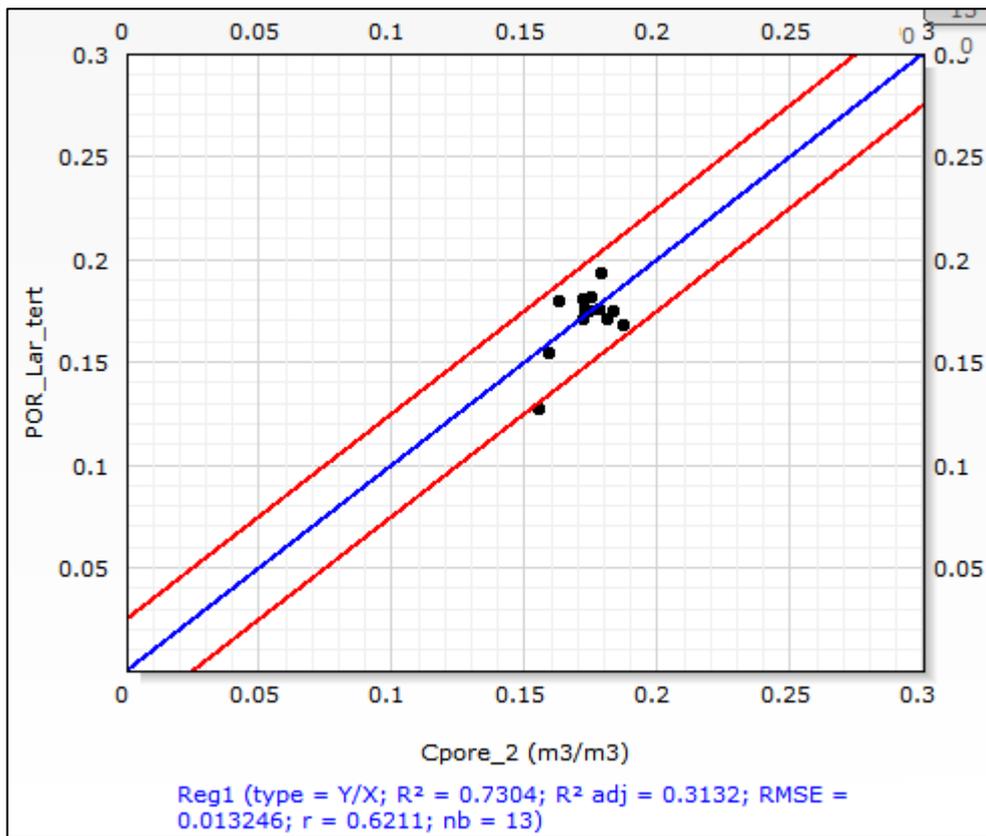


Рисунок 3.23 – Кросс-плот корреляции по пористости ($R^2 = 0.73$)

На основе корректно работающих моделей пористости и глинистости была рассчитана водонасыщенность, планшет представлен на Рисунке 3.24.

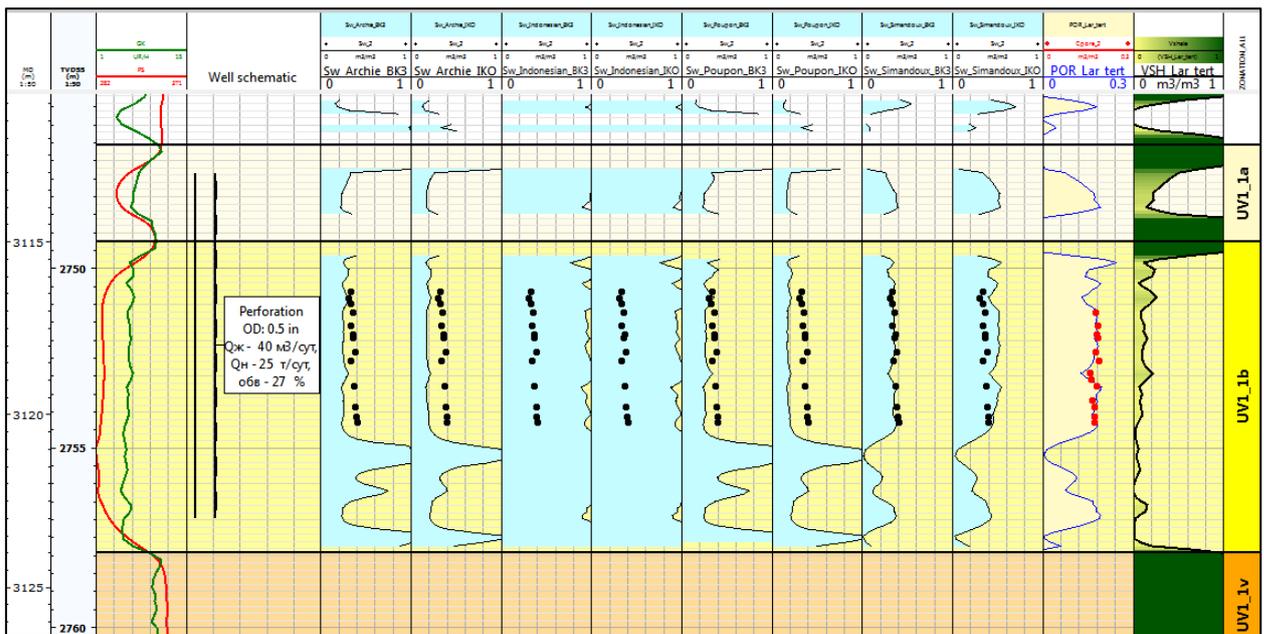


Рисунок 3.24 – Модели водонасыщенности скважины 9

Наибольшей корреляцией по водонасыщенности в скважине, давшей приток обводненной нефти, является модель Симанду, рассчитанная по показаниям бокового каротажа сопротивления. Кросс-плот корреляции ГИС-керна по водонасыщенности представлен на Рисунке 3.25.

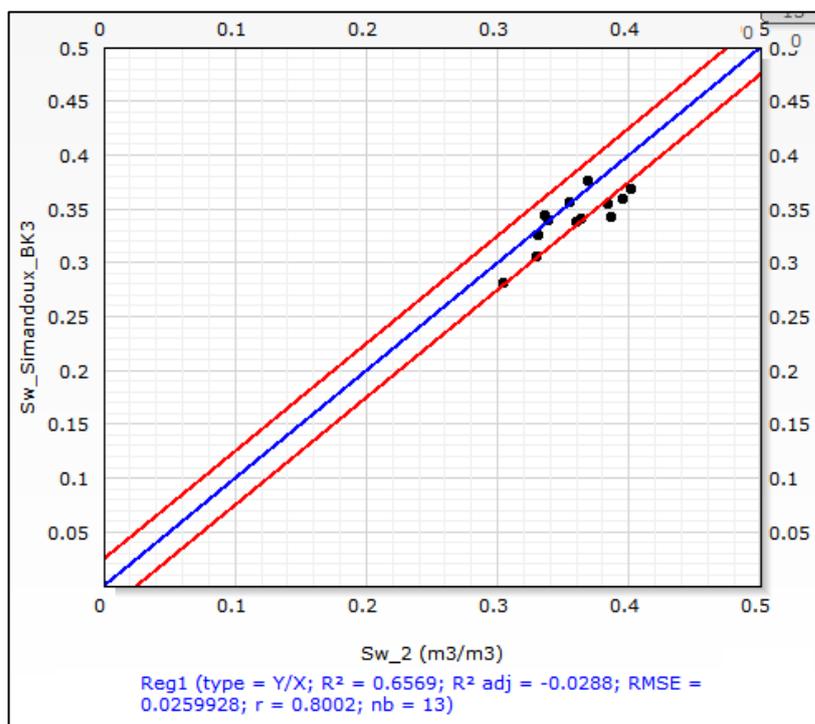


Рисунок 3.25 – Кросс-плот корреляции по водонасыщенности по модели Симанду ($R^2 = 0.66$)

В Таблице 3.9 отражены средние значения водонасыщенности в коллекторе для скважины 9.

Таблица 3.9 – Средняя водонасыщенность

Арчи		Индонезийская		Пупон		Симанду	
БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК
0.4	0.309	0.970	0.969	0.405	0.308	0.267	0.371

Как видно из полученных данных, значения водонасыщенности подобны значениям водонасыщенности в скважине 7 (Таблица 3.4), но данные средней водонасыщенности по ГИС не совпадают с данными

водонасыщенности по притоку. Из этого можно сделать вывод либо о неправильной подготовке керна к исследованиям, либо об отсутствии необходимого количества исследований керна материала. В это же время модели Арчи и Пулона показывают значения приближенные к значениям коллектора, насыщенного нефтью с водой. Этот факт свидетельствует о присутствии в пласте слоистой глинистости.

Следующей скважиной, на которой будет опробована модель, является скважина 8. Планшет с рассчитанными моделями водонасыщенности представлен на Рисунке 3.26.

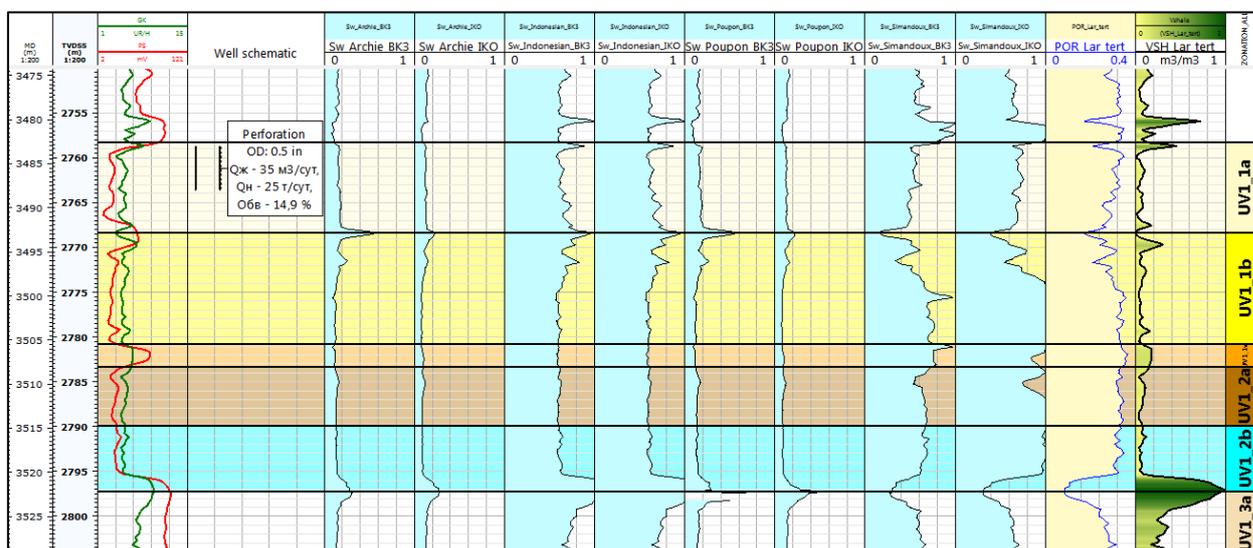


Рисунок 3.26 – Модели водонасыщенности скважины 8

В Таблице 3.10 отражены средние значения водонасыщенности в коллекторе для скважины 8.

Таблица 3.10 – Средняя водонасыщенность

Арчи		Индонезийская		Пупон		Симанду	
БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК
0.190	0.133	0.674	0.671	0.197	0.134	0.498	0.679

Исходя из полученных данных средней водонасыщенности по ГИС, можно сделать вывод, что в районе скважины 8 наблюдается присутствие рассеянной глинистости.

Из оставшихся скважин с полученным притоком, судя по исходной интерпретации, все были пробурены в низкоомные коллектора. На данном этапе необходимо разобраться в том, какая модель корректно описывает водонасыщенность в низкоомном коллекторе и разобраться в причинах высокой проводимости нефтесодержащих пород.

Планшет, на котором изображены рассчитанные модели глинистости для скважины 6 северного блока месторождения, представлен на Рисунке 3.27.

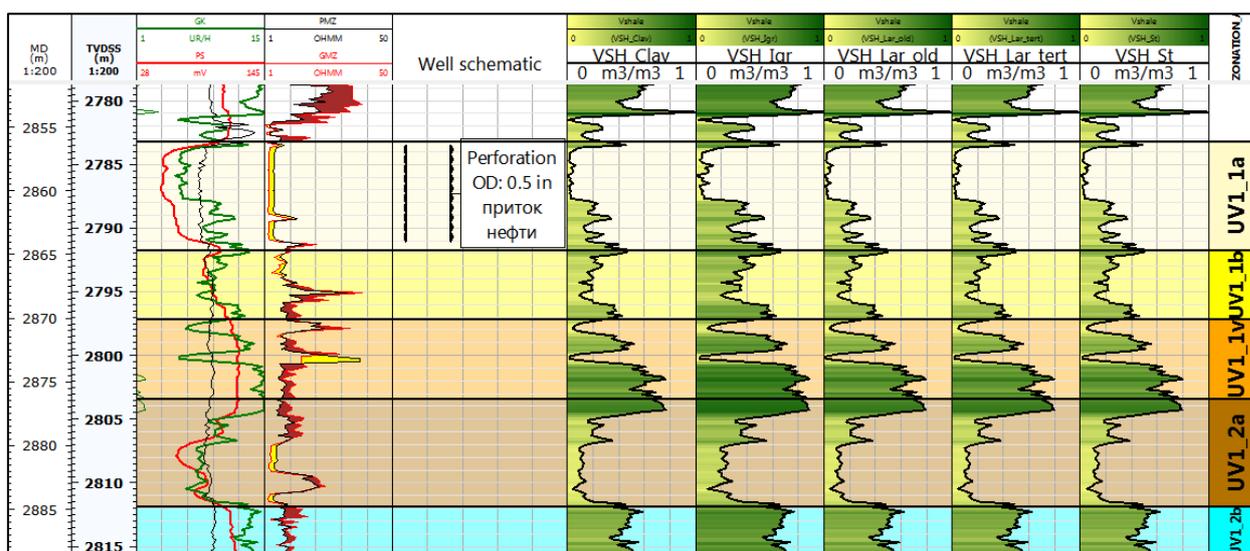


Рисунок 3.27 – Модели глинистости скважины 6

На Рисунке 3.28 представлен вывод уравнения пористости для низкоомного коллектора в Скважине 6. На Рисунке 3.29 представлен планшет с посчитанной пористостью.

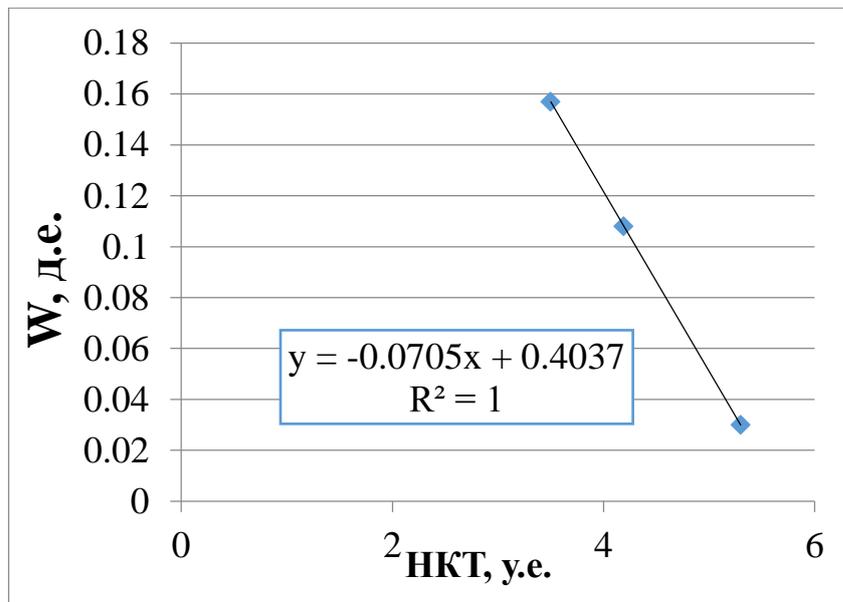


Рисунок 3.28 – Вывод уравнения пористости по нейтронному каротажу

Уравнение для расчета пористости представлено в формуле (3.3.4):

$$W=0.4037-0.0705*\text{НКТ}-0.157*V_{sh} \quad (3.3.4)$$

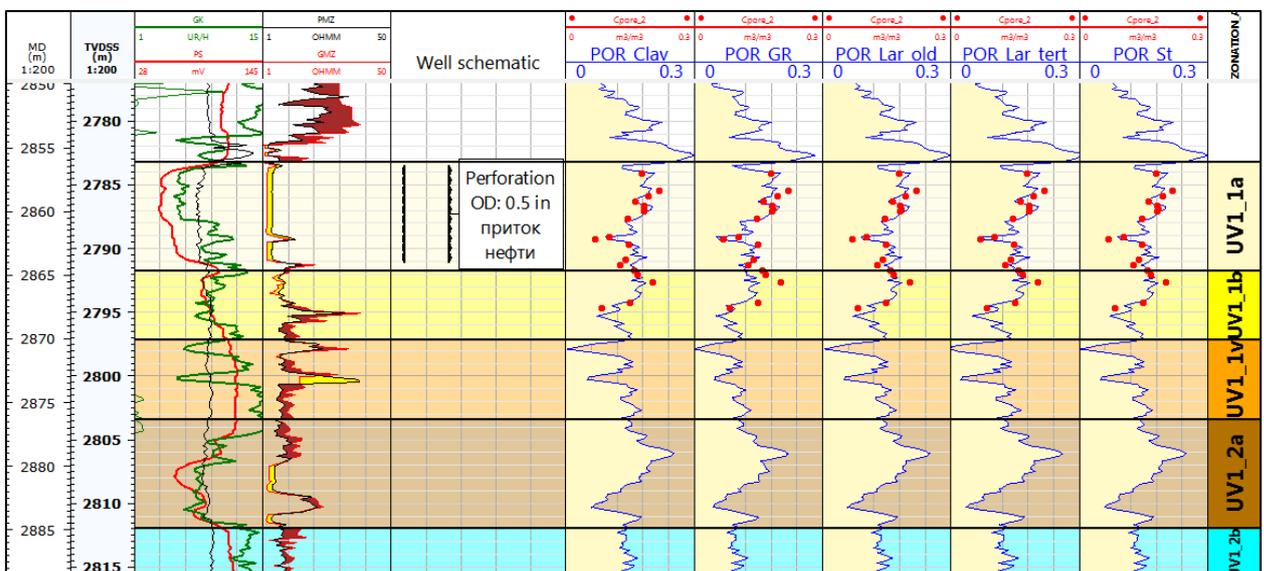


Рисунок 3.29 – Модели пористости скважины 6

Наибольшую корреляционную зависимость ГИС-керна показывает пористость, рассчитанная с учетом глинистости по формуле Ларионова для третичных пород.

На Рисунке 3.30 представлен кросс-plot корреляции по пористости рассчитанной по данным каротажных исследований и по данным исследований керна.

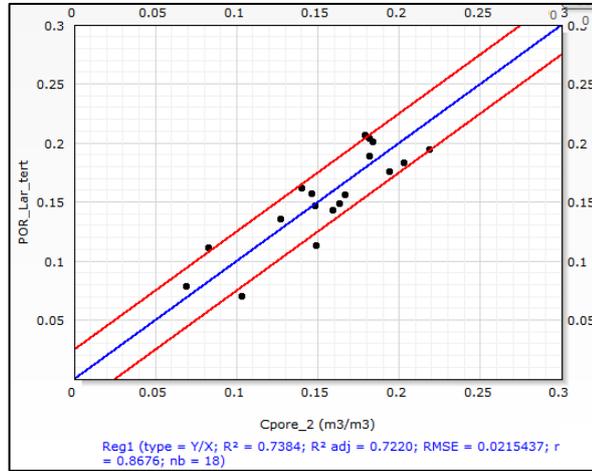


Рисунок 3.30 – Кросс-plot корреляции по пористости ($R^2 = 0.74$)

На Рисунке 3.31 представлен планшет с рассчитанными моделями водонасыщенности на основе данных глинистости по формуле Ларионова для третичных пород и пористости по нейтронному каротажу.

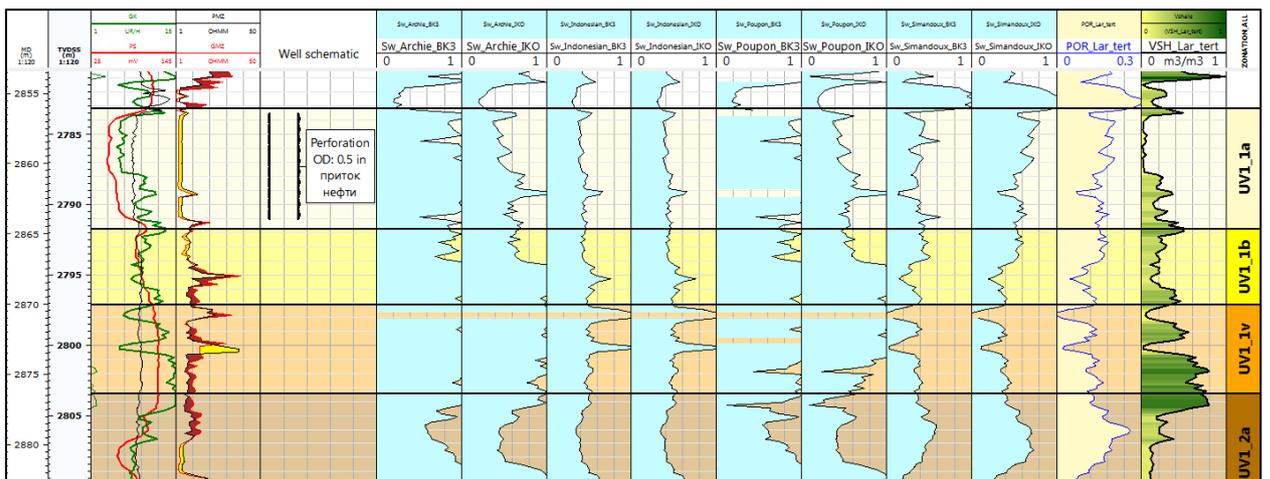


Рисунок 3.31 – Модели водонасыщенности скважины 6

В Таблице 3.11 отражены средние значения водонасыщенности в коллекторе для скважины 6.

Таблица 3.11 – Средняя водонасыщенность

Арчи		Индонезийская		Пупон		Симанду	
БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК
0.953	0.578	0.434	0.431	0.911	0.528	0.395	0.62

Средняя водонасыщенность полученная по моделям Симанду и Индонезийской близка к водонасыщенности в чистой нефтяной зоне. Также из полученных результатов можно сделать вывод о том, что в пласте присутствует рассеянная глинистость, так как модель Симанду и Индонезийская модель учитывают именно этот тип глинистости.

В северном блоке осталась только скважина 10, в которой не проведена интерпретация данных каротажных исследований. Это будет сделано позднее в следующей главе, после интерпретации оставшихся двух скважин южного блока (Рисунок 3.32) с проведенным испытанием пласта на приток.

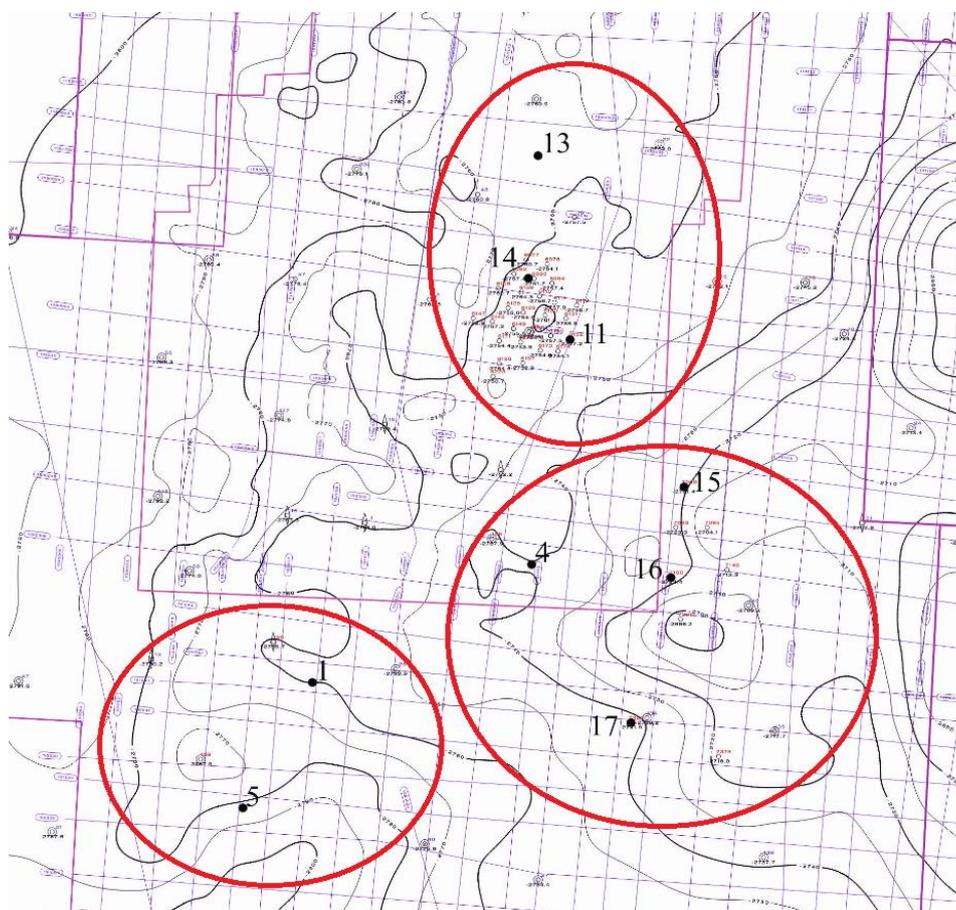


Рисунок 3.32 – Карта забоев скважин южного блока

Интерпретация ГИС в скважине 4 представлена на Рисунке 3.33.

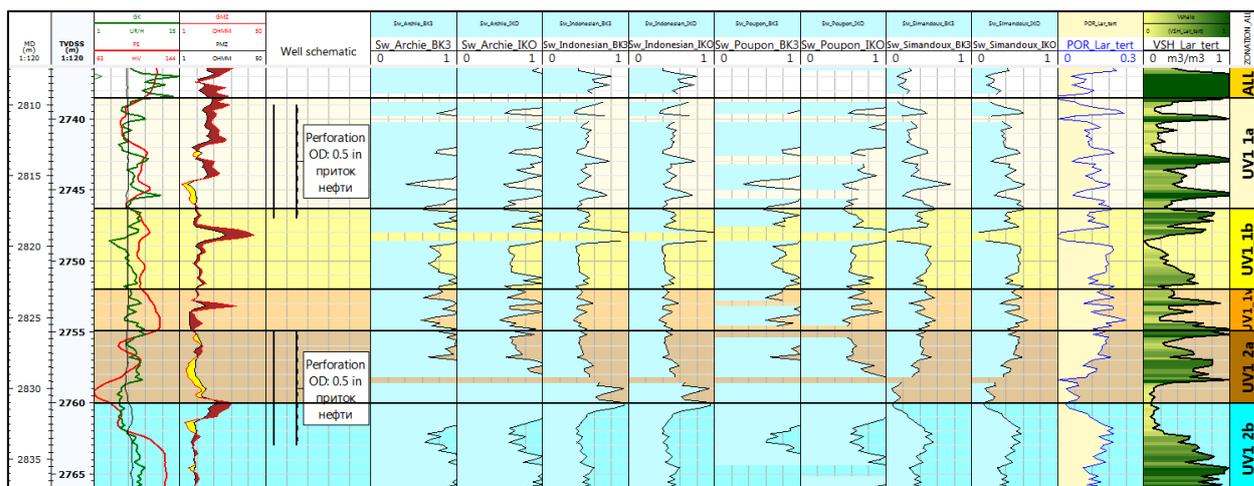


Рисунок 3.33 – Модели водонасыщенности скважины 4

В Таблице 3.12 отражены средние значения водонасыщенности в коллекторе для скважины 4.

Таблица 3.12 – Средняя водонасыщенность

Арчи		Индонезийская		Пупон		Симанду	
БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК
0.954	0.578	0.434	0.431	911	0.528	0.396	0.621

Исходя из результатов интерпретации, можно сделать вывод, что модель водонасыщенности по Симанду имеет значения приближенные к значениям в чистой нефтяной зоне и в пласте присутствует рассеянная глинистость. Интерпретация ГИС в скважине 5 представлена на Рисунке 3.34.

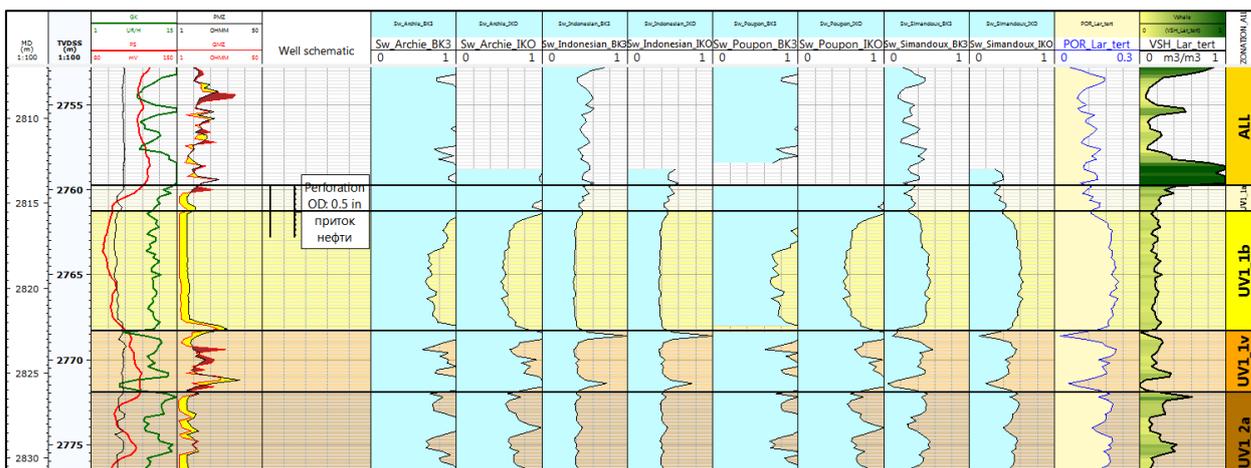


Рисунок 3.34 – Модели водонасыщенности скважины 5

В Таблице 3.13 отражены средние значения водонасыщенности в коллекторе для скважины 5.

Таблица 3.13 – Средняя водонасыщенность

Арчи		Индонезийская		Пупон		Симанду	
БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК	БКЗ	ИК
0.797	0.665	0.413	0.412	0.835	0.673	0.449	0.538

Исходя из результатов интерпретации, можно сделать вывод, что Индонезийская модель водонасыщенности имеет значения приближенные к значениям в чистой нефтяной зоне и в пласте присутствует рассеянная глинистость.

Исходя из проведенной интерпретации каротажных исследований в скважинах с проведенными испытаниями пластов на приток, можно сделать следующие выводы:

- 1) При близких к единице значениях водонасыщенности по моделям Пупона и Арчи и относительно малых значениях по Индонезийской модели и модели Симанду распознается низкоомный нефтенасыщенный коллектор;

- 2) При высоких значениях водонасыщенности по всем моделям кроме Симанду идентифицируется водонасыщенный коллектор, по модели Симанду расчетный параметр равен водонасыщенности в чистой нефтяной зоне;
- 3) При низких значениях водонасыщенности определенных по всем моделям кроме Индонезийской распознается традиционный нефтенасыщенный коллектор.

Сама концепция интерпретации скважин, в которых не было проведено перфорации и испытаний пласта на приток отражена на Рисунке 3.35.

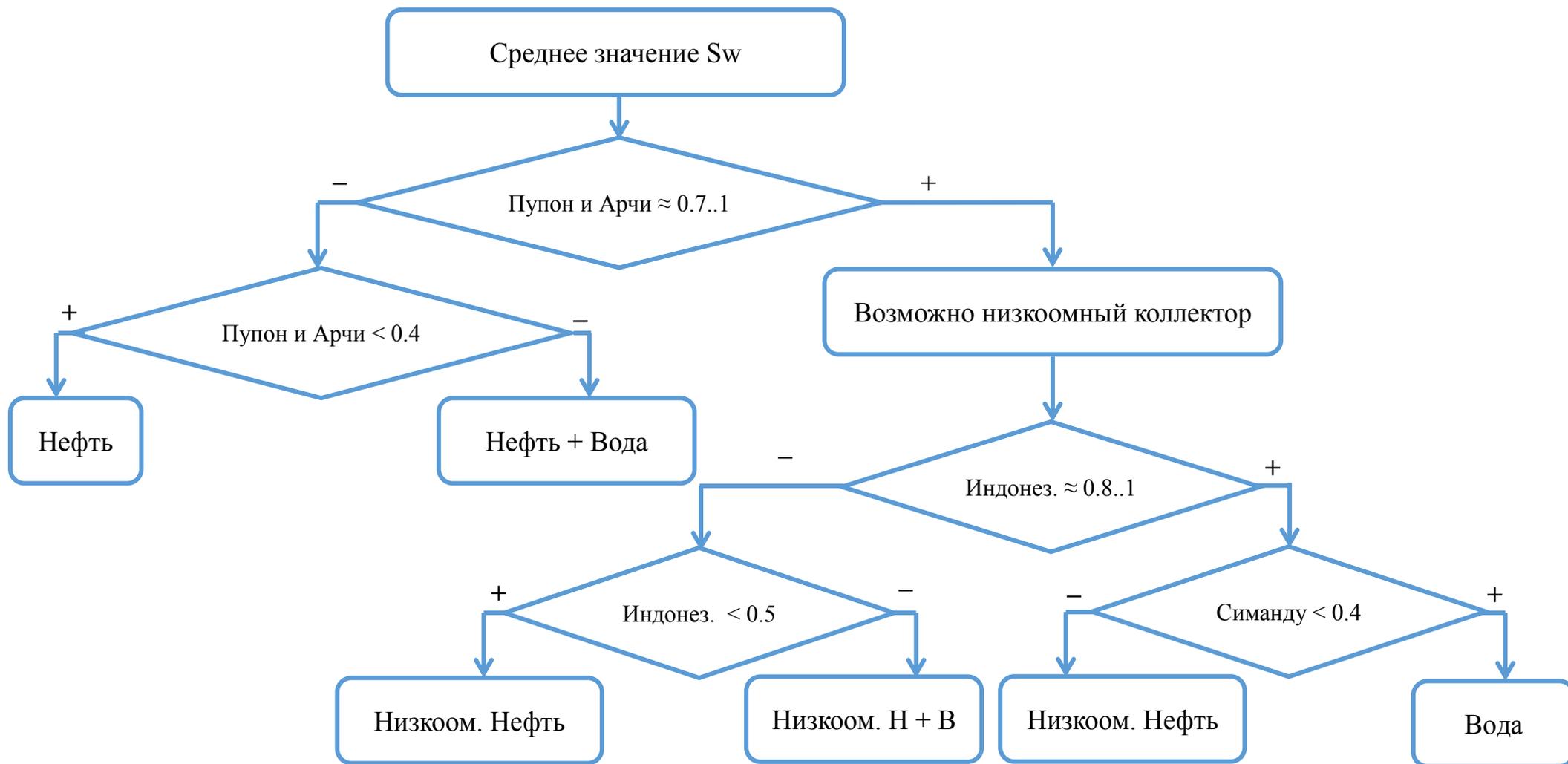


Рисунок 3.35 – Схема интерпретации водонасыщенности на Кечимовском месторождении

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В Таблице 5.1 приведены исходные данные для проведения экономического анализа планируемых на месторождении мероприятий. Исходя из результатов, приведенных в Таблице 4.8 (стр.84-85), проведение перфорационных работ требуется в пяти скважинах.

Таблица 5.1 – Исходные данные экономического анализа

С (стоимость одной операции перфорации), млн. руб.	1.0
N (количество операций по перфорации), шт	5

Первоначально необходимо узнать затраты на перфорацию в скважинах с прогнозируемым притоком нефтяного флюида. Расчет произведен по формуле 5.1.

$$З = С \cdot N \quad (5.1)$$

Где, З – общие затраты на перфорацию, млн.руб;
С – стоимость одной операции перфорации, млн. руб;
N – количество операций по перфорации, шт

$$З = 1.0 \cdot 5 = 5 \text{ млн.руб.} \quad (5.1)$$

На Рисунке 5.1 представлена структурная карта, где, синим цветом показаны запасы, предполагаемые на основе исходной интерпретации, красным цветом – запасы, согласно проведенной в ходе этой работы интерпретации.

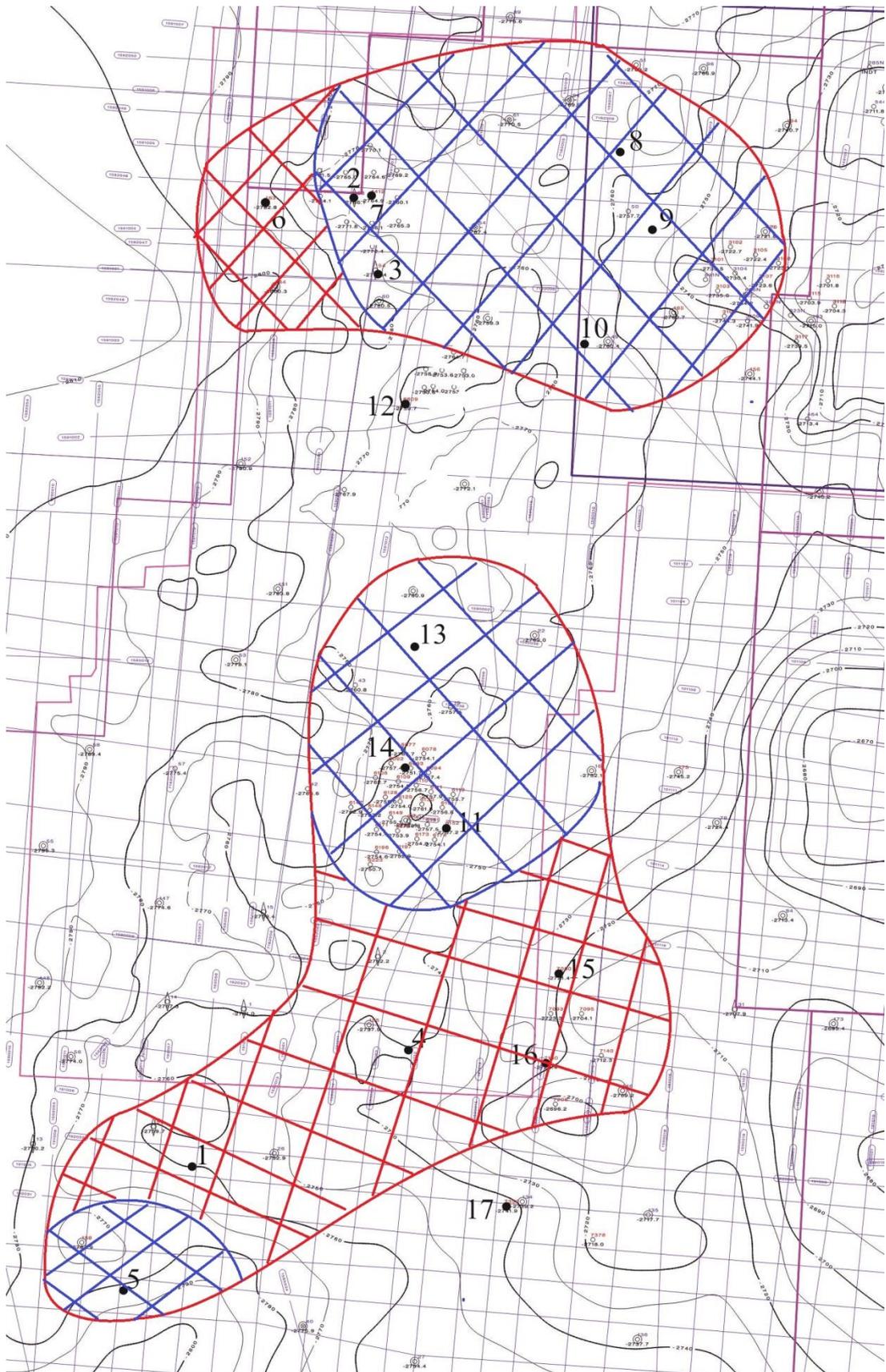


Рисунок 5.1 – Карта контуров нефтеносности

Первоначальные контуры нефтеносности имели северного и южного блоков месторождения имели площади, равные 30 км² и 33 км² соответственно.

Исходя из отрисованной карты запасов после переинтерпретации ГИС, площадь контуров нефтеносности северного и южного блоков расширилась и стала равна 35 км² и 60 км² соответственно.

Далее определяется объем породы в пределах контуров нефтеносности.

В случае исходной интерпретации ГИС объемы для северного и южного блоков равны 6·10⁸ м³ и 6.6·10⁸ м³ соответственно. После переинтерпретации ГИС объемы для северного и южного блоков равны 7·10⁸ м³ и 12·10⁸ м³ соответственно. Сумма запасов в первом случае равна 12.6·10⁸ м³, во втором – 19·10⁸ м³. В Таблице 5.2 отражены параметры для подсчета запасов с возможной вариацией значений.

Таблица 5.2 – Исходные данные для подсчета запасов

	Мин.	Ср. знач.	Макс.
GRV (объем породы), ·10 ⁸ м ³	11/17	12.6/19	13/20
N/G (песчанистость), д.е.	0.5	0.605	0.7
φ (пористость), д.е.	0.14	0.17	0.19
So (нефтенасыщенность), д.е.	0.4	0.45	0.5
Bo (коэффициент объемного расширения нефти), д.е.	1.26	1.254	1.25

Подсчет запасов ведется по формуле 5.2.

$$STOIP = \frac{GRV \cdot N/G \cdot \varphi \cdot So}{Bo} \quad (5.2)$$

Где, STOIP – объем нефти в пласте, (куб.м);

GRV – общий объем пород (куб.м);

N/G – песчанистость (доли ед.);

φ – пористость (доли ед.);

So – нефтенасыщенность (доли ед.);

Bo – объемный коэффициент (доли ед.).

На Рисунке 5.2 представлен график вероятностной оценки балансовых запасов при исходной интерпретации ГИС. На Рисунке 5.3 представлен график вероятностной оценки балансовых запасов при переинтерпретации ГИС.

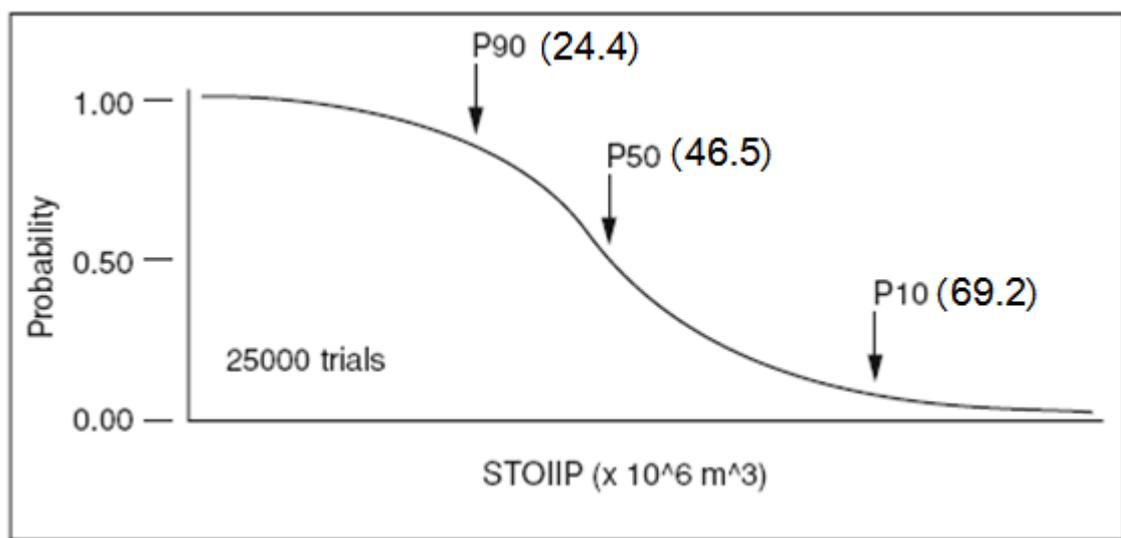


Рисунок 5.2 – График вероятностной оценки балансовых запасов при исходной интерпретации ГИС

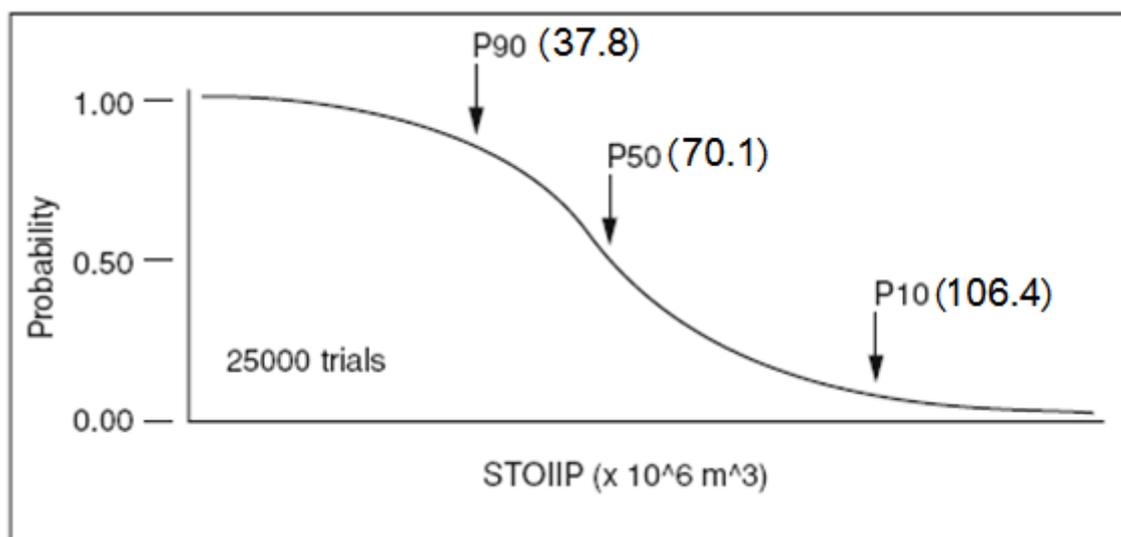


Рисунок 5.3 – График вероятностной оценки балансовых запасов при переинтерпретации ГИС

Запасы при исходной интерпретации и при переинтерпретации ГИС, также КИН (средний для Западной Сибири), прогнозируемая цена на нефть и прогнозируемая прибыль отражены в Таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Экономический анализ

		Мин.	Ср. знач.	Макс.
Балансовые запасы, млн. м ³	Исходная интерпретация ГИС	24.4	46.5	69.2
	Переинтерпретация ГИС	37.8	70.1	106.4
Извлекаемые запасы, млн. м ³	Исходная интерпретация ГИС	3.7	10.2	18.7
	Переинтерпретация ГИС	5.7	15.4	28.7
КИН		0.15	0.22	0.27
Цена на нефть, \$/баррель		60	66.34	68
Курс доллара к рублю, руб./долл..		64	66.05	68
Прибыль, млрд. руб.	Исходная интерпретация ГИС	2.24	7.13	13.73
	Переинтерпретация ГИС	3.46	10.75	21.12

В результате проведенной повторной интерпретации ГИС с учетом низкоомности коллекторов прогнозируемая прибыль с добычи извлекаемых запасов составляет 10.75 млрд. руб., в то время как при исходной интерпретации эта сумма составляет 7.13 млрд. руб.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящей диссертационной работе рассматривается вопрос о влиянии ряда причин на сопротивление нефтенасыщенных коллекторов и ведется разработка методики интерпретации низкоомных залежей. В ходе работы были проведены опробование различных моделей глинистости, пористости и насыщенности, определены оптимальные модели и выполнена их корректировка. Расчёты осуществлялись с помощью специализированного программного обеспечения, установленного на персональном компьютере (ПК). Основной областью применения результатов работы может быть любое подразделение нефтегазовой отрасли, связанное с подсчетом запасов на новых или уже разрабатываемых месторождениях [12].

6.1 Производственная безопасность

Место проведения работы находится в двести двадцать седьмой аудитории ЦППС НД, расположенного на втором этаже девятнадцатого корпуса Томского Политехнического университета. Площадь аудитории составляет 23 м², а площадь рабочего пространства 4 м². Общее количество стационарных компьютеров составляет семь штук. В аудитории предусмотрено естественное освещение через оконные проемы и искусственное посредством потолочных растровых светильников с холодным типом освещения. Циркуляция воздуха в помещении осуществляется принудительной системой вентиляции или открытием окон для проветривания в летний период. В холодные периоды года, обогрев помещения осуществляется системой центрального отопления. В учебной аудитории проходит ежедневная уборка. Как факт можно сказать, что помещение соответствует основным требованиям Санитарных правил и норм.

Выявление вредных и опасных факторов, характерных для рассматриваемого рабочего места осуществлялось по ГОСТу 12.0.003-74 (Таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ на персональном компьютере

Источник фактора	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа на персональном компьютере: 1. Построение гидродинамической модели; 2. Поиск и обработка информации/данных	повышенная температура поверхностей ПК	выделение в воздух рабочей зоны ряда химических веществ	ГОСТ 12.0.003-74 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 СНиП 23-05-95 СанПин 2.2.4-548-96 ГОСТ 12.1.005-88
	повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание	
	повышенная или пониженная влажность воздуха	повышенный уровень статического электричества	
	повышенный или пониженный уровень отрицательных и положительных аэроионов	повышенный уровень электромагнитных излучений	
	отсутствие или недостаток естественного света	повышенная напряженность электрического поля	
	недостаточная искусственная освещенность рабочей зоны		
	повышенная яркость света		
	повышенная контрастность		
	прямая и отраженная блескость		
	зрительное напряжение		
	монотонность трудового процесса		
	нервно-эмоциональные перегрузки		

Работа на ПК связана с постоянным и существенным напряжением глаз. Одним из основных отличий является иной принцип чтения информации, чем при обычном чтении. При обычном чтении пользователь анализирует текст с бумаги, расположенной горизонтально на столе при наклоненной голове и падении света на текст. Чтение же с монитора подразумевает прямое положение головы и глаз, а текст с монитора сам является источником света. Это вынуждает зрительные органы работать в непривычном, стрессовом режиме длительное время. При этом, по данным Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ) расстройство органов зрения резко возрастает при работе более четырех часов в день. При таком режиме, развивается «компьютерный зрительный синдром» (КЗС), происходит общее повышение нервно-психических, нервно-эмоциональных нагрузок, что приводит к удалению из организма витаминов и минеральных веществ.

Недостаток микроэлементов и минеральных веществ таких как железо, магний, селен вызывает обострение восприимчивости организма на вредные факторы производственной и окружающей среды, что связано с нарушением обмена веществ и общим изнашиванием организма. Поэтому, для борьбы с этими пагубными явлениями и поддержании здоровья рекомендуется принятие витаминно-минеральных комплексов.

Ещё одним распространённым вредным фактором работы на ПК являются жалобы на боли в спине, шейном отделе позвоночника и кистей рук. Основной причиной их появления является наличие повышенных статических и динамических нагрузок. По некоторым данным, при выполнении операции ввода данных, количество движений, совершаемых мышцами и суставами кистей может достигать до шестидесяти тысяч, что согласно гигиенической классификации относят к категории вредных и опасных условий труда. Постоянное взаимодействие сухожилий, костей и мышц часто сопровождается появлением воспалительных процессов, которые имеют название тендениты (травмы повторяющихся нагрузок). Боли в спине и шейном отделе часто называют «синдромом длительных

статических нагрузок» (СДСН). Другой причиной СДСН является длительное проведение время «сидя». Такое физическое положение тела приводит к сильному перенапряжению мышц спины и ног, застойным явлениям в тазобедренном суставе. В свою очередь, последние вызваны отсутствием соблюдения правил и норм подготовки рабочего места.

Примером таких нарушений является неправильное положение высоты стола, сидения или спинки кресла, неудобное или нерациональное месторасположение монитора, клавиатуры или другой офисной техники. Для существенного ослабления влияния вышеописанных физических отклонений рекомендуется проводить частые перерывы и эргономические усовершенствования для повышения удобства.

Третьим наиболее влиятельным фактором является действие на организм человека электромагнитных полей (ЭМП), создаваемых ПК. Воздействие электромагнитного поля можно поделить на специфическое и тепловое. Специфическое воздействие ЭМП связано с биохимическими изменениями клеток и тканей организма, особенно центральной и сердечно-сосудистой системы. Обычными симптомами при этом является повышенная возбудимость нервной системы, нарушение сна, эмоционально подавленное состояние.

Хроническими симптомами являются головная боль, утомляемость, общее ухудшение самочувствия, брадикардия и пр. Тепловое воздействие ЭМП связано с локальным избирательным нагревом частей тела. Тепловое воздействие происходит в результате перехода электромагнитной энергии в тепловую. При этом, интенсивность нагрева зависит как от величины энергии ЭМП, так и от части тела, откуда происходит отвод тепла. Перегрев в основном наблюдается в частях, где отсутствует хорошее кровообращение. Такими местами могут быть хрусталик глаза, печень, поджелудочная железа и половые органы, содержащие жидкость (мочевой пузырь). Уменьшение воздействия ЭМП в данный момент является крупной проблемой [13].

6.2 Экологическая безопасность

Целью данного раздела является оценка воздействия работ нефтегазового предприятия на окружающую среду. Известно, что разработка месторождений полезных ископаемых сопровождается изменениями экосистем: атмосферы, гидросферы, литосферы.

Загрязнение атмосферы происходит с первых дней начала работ на самом месторождении. Эти загрязнения связаны как с организованными, так и с неорганизованными источниками. Организованные источники загрязнения характеризуются стационарностью своего положения, в то время как неорганизованные источники необязательно являются неподвижными. Первичным источником загрязнений атмосферы являются выхлопные газы от пребывающей строительной и рабочей техники. Также, большой вред атмосфере наносят лакокрасочные работы, которые преобладают при обустройстве месторождения [14]. Позже, основными источниками загрязнения становятся резервуары с нефтепродуктами, выхлопы котельных и нефтегазоперерабатывающих заводов и др. Для уменьшения воздействия деятельности нефтедобывающего предприятия на атмосферу, для стационарных источников устанавливаются различные фильтры, автомашины и строительную технику переоборудует для работы на газовом топливе, которое считается более экологически чистым, законодательной деятельностью контролируется количество сжигаемого газа и т.д.

Загрязнение гидросферы связано с загрязнениями как поверхностных, так подземных вод. При этом, конечно, наибольшему воздействию подвергаются поверхностные воды. Такое воздействие связывают с нарушениями первичного растительно-почвенного покрова, что приводит к разрушению естественного гидродинамической системы. Работа строительной техники в затопляемых частях или непосредственно на самих водных объектах ведёт к прямому загрязнению природных водоемов как в результате деятельности, так и загрязнений нефтепродуктами от агрегатов

самой техники. Большое воздействие на гидросферу также оказывает неправильно построенная система сбора дождевой, талой и производственных вод. Каждый из этих типов вод должен собираться и подвергаться отдельному типу очистки с применением различных химических веществ. Для борьбы с последствиями загрязнений гидросферы необходимо принятие мер по уменьшению работ и строительству дорог около открытых водоемов, созданию водоохраных зон, организации замкнутого цикла сбора воды и принятие мер по восстановлению первоначального состояния гидросферы [15].

Из выше описанного становится понятным, что последовательное воздействие на атмосферу и гидросферу в конечном счёте приводит к влиянию на литосферу. Кроме этого, организация и обустройство месторождения сопровождается обширным отводом земель, удалению богатого органическими веществами верхнего слоя почв восстановление которого потребует большой промежуток времени. Дополнительно, на подготовительном этапе в местах обширной лесной растительности происходит активная вырубка лесов, осушение болот и уничтожение привычных сред обитания животных.

Наибольшее воздействие на литосферу оказывают результаты бурения скважин. Буровой шлам с отработанным буровым раствором являются весьма ядовитыми типами отходов. Их хранение происходит в специальных буровых амбарах, которые часто имеют плохие гидроизоляционные свойства. В результате, наблюдается постепенное проникновение ядовитых смесей в почву. Это, в свою очередь, приводит к гибели и уничтожению всего живого в радиусе амбара и может носить невосполнимую утрату. На этапе разработки литосфера также начинает подвергаться химическому загрязнению из-за разливов нефтепродуктов и образованию других типов отходов.

Для предупреждения загрязнений литосферы на нефтегазовом предприятии должен существовать орган, контролирующий состояние как

литосферы, так и других экосистем. Обычно, представителем такого органа является штатный эколог. В его обязанности должны входить отбор проб почв, замеры концентрации предельно допустимых веществ, мониторинг ситуации по наличию разливов и их устранению, проверка соблюдения основных мер безопасности и заботе о природе [16].

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Обеспечение безопасности производственных объектов нефтегазового предприятия является одним из главных условий устойчивого развития. Так как данная отрасль относится к высоко опасным отраслям, то необходимо рассмотрение и моделирование возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС). Частыми типами ЧС на нефтепромыслах являются [17]:

- а) порыв местного или магистрального трубопровода;
- б) порыв трубопровода с химическими реагентами или водой для нагнетательных скважин;
- в) порыв или отсутствие герметичности между элементами технологического оборудования скважин;
- г) скачки напряжения, частичное или полное отключение подачи электроэнергии;
- д) возникновение пожара вследствие воспламенения;
- е) стихийные бедствия и т.д.

Основные причины, из-за которых возможны ЧС имеют следующий характер: организационный, технический и технологический [18]. В свою очередь, каждая из них имеет свои основания.

Причины организационного характера:

- а) разрешение на работу рабочих и инженерного персонала, не прошедшего инструктаж по технике безопасности;
- б) нарушение санитарного контроля на территории и подсобных помещениях предприятия;

в) отсутствие контроля за экипировкой рабочих и сотрудников, курение в неполюженном месте и другие нарушения правил безопасности и охраны труда.

Причины технического характера:

а) эксплуатация оборудования в условиях, выходящих за пределы эксплуатационных параметров;

б) пропуски во фланцевых соединениях, а также сальниковых и торцевых уплотнениях насосов; разрыв прокладок, образование трещин и утончение стенок трубопроводов и оборудования;

в) нарушение работы контрольно-измерительных приборов и автоматики; г) неисправность системы пожарного предупреждения и тушения. Причины технологического характера в последнее время стали иметь более меньший характер проявления. В основном они связаны с ошибками в технологиях разработки месторождений, приводящих не только к потере большей части запасов углеводородов, но и бессмысленному, а иногда варварскому отношению к окружающей среде.

Для предупреждения всех описанных выше причин ЧС необходимо создание системы безопасности, которая позволила бы быстро, эффективно устранять причины и последствия аварий, а также предотвращать их появление в будущем. Такая система должна:

а) создавать высоко организованную структуру предупреждения и взаимодействий персонала при возможных ЧС;

б) проводить мониторинг состояния всех объектов нефтегазового предприятия;

в) содержать в себе данные о физическом и психическом состоянии сотрудников для предотвращения возрастания фактора «человеческой ошибки»;

г) находить и предупреждать о технических отклонениях в производственных процессах и т.д.

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для поддержания высокой производительности предприятия и здоровой рабочей атмосферы в коллективе, руководство каждой нефтяной компании должно стремиться обеспечивать своих работников всеми необходимыми материальными и социальными благами. Основным руководством для этого служит Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 19.07.2018). Согласно статье «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» каждый работник предприятия имеет право на:

- иметь свое рабочее место;
- получать своевременную заработную плату за проделанную работу;
- быть обеспеченным средствами индивидуальной защиты;
- получать социальное страхование от несчастных случаев на производстве приобретенных профессиональных заболеваний;
- отказываться от выполнения работы в случае опасности для своей жизни;
- просить повышения или обучения для повышения квалификации;
- проходить бесплатный медицинский осмотр и т.д.

Для удовлетворения всех описанных требований, работодателем должны быть организованы надбавки или доплаты к должностным окладам. В зависимости от типа работы и занимаемой должности могут быть предусмотрены следующие виды надбавок:

- за непрерывный стаж работы по специальности или профессиональных званий;
- лицам, имеющим доступ к информации, характеризуемой как государственная тайна;
- сверхурочное или сверхэффективное выполнение работы;
- за достижения определённого срока выслуги лет;

- за условия труда и работу, проходящей посменно или ненормированному графику и пр.

Согласно закону РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» нефтегазовое предприятие должно оказывать пристальное внимание не только благоустройству своих сотрудников, но и также местному населению, в зоне проживания которого совершается деятельность предприятия. Особенно, это касается народов Крайнего Севера, находящихся на грани выживания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы была проведена интерпретация каротажных данных геофизических исследований скважин. Определены работающие модели глинистости (Ларионов для третичных пород), пористости (по нейтронному методу) и водонасыщенности. Выяснено, что причиной малого сопротивления нефтенасыщенных пластов на Кечимовском нефтяном месторождении является присутствие глинистого материала.

В ходе работы разработана методика интерпретации водонасыщенности с учетом возможной низкоомности коллекторов. Применяемая методика была сопоставлена с данными ГИС скважин с известным типом флюида в пласте. С помощью данной методики был дан прогноз типов флюидов насыщающих пласты, которые были разбурены, но не проперфорированы разведочными скважинами.

Таким образом, в ходе работы составлен готовый алгоритм оценки и анализа водонасыщенности. Описаны все шаги методики и проведен анализ эффективности использования данной методики. Произведена предварительная оценка экономического эффекта от применения данной методики. Внедрение методики интерпретации водонасыщенности предполагает предотвращение недооценки и, как следствие, более полную выработку запасов. Внедрение данной методики в производственную деятельность является перспективным и экономически рентабельным.

Список используемых источников

1. Проект разработки нефтяного месторождения «Кечимовское». ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь». Покачи, 2005;
2. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Брехунцов А.М. и др. Атлас структурных и тектонических карт Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Т. 1. Томск, 2000, С. 163–164.
3. G.M. Hamada, M.N.J. Al-Awad, M.S. Almalik, Log Evaluation of Low-Resistivity Sandstone Reservoirs, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas, 15-16 May 2001;
4. Зарипов О.Г., Сонич В.П. Влияние литологии пород-коллекторов на удельное сопротивление пластов // Геология и геологоразведочные работы. 2001. №9. С. 18–21.
5. Мельник И.А. Оценка содержания железа и калия в низкоомных коллекторах. Аннотация диссертации. 2006;
6. Ежова А.В. Методика оценки нефтенабщенности низкоомных коллекторов в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты, Известия Томского политехнического университета, 2006, Т. 309, №6, С. 23–26;
7. Horstmann, M., K. Sun, P. Berger, P. A. Olsen, D. Omeragic, S. Crary, R. Griffiths, and A. Abubakar, 2015, Resistivity anisotropy and formation dip evaluation in vertical and low angle wells using directional electromagnetic measurements: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, Paper LLLL.
8. Ramakrishnan T.S. Wilkinson D.J. Formation producibility and fractional flow curves from radial resistivity variation caused by drilling fluid invasion. // American Institute of Physics. – 1996. – P. 833–844.

9. Zhang J.H., Hu O., and Liu Z.H. Estimation of True Formation Resistivity and Water Saturation with a Time-Lapse Induction Logging Method //The Log Analyst. – 1999. – No. 2. – P. 138-148.
10. Валиев Ю.Я. Геохимия бора в юрских отложениях Гиссарского хребта.– М.: Наука, 1977.– 150 с.
11. Хуснуллин М. Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов / М. Х. Хуснуллин. – М.: Недра, 1989. – 190 с.
12. Романенко С.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 11 с.
13. Вредные и опасные факторы при работе с компьютером [Электронный ресурс] / Grandars.ru – Официальный сайт, 2018. URL: <http://www.grandars.ru/shkola/bezopasnost-zhiznedeyatelnosti/vrednyefactory-pri-rabote-na-pk.html>, свободный. - Загл. с экрана. – яз. рус. Дата обращения: 08.08.2018 г.
14. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. - Казань : Изд-во стандартов, 1997.
15. Водоснабжение наружные сети и сооружения [Текст] : СНиП 2.04.02-84 // министерство Российской Федерации. – 1984.
16. Области экологии. Химическое загрязнение почвы [Электронный ресурс] / RT17.ru – Официальный сайт, 2018. URL: <http://oblastiekologii.ru/ecology/himicheskoe-zagryaznenie-pochvy>, свободный - Загл. с экрана. – яз. рус. Дата обращения: 08.08.2018 г.
17. Обзор антропогенных рисков на территории Красноярского края [Электронный ресурс] / Геопортал ИВМ СО РАН – Казань. – Официальный сайт, 2018. URL:

<http://gis.krasn.ru/blog/content/opasnosti-risk-chs-na-obektakh-neftegazovoi-promyshlennosti>, свободный - Загл. с экрана. – яз. рус.
Дата обращения: 08.08.2018 г.

18. Чрезвычайные ситуации [Электронный ресурс] / Studbooks.net – Официальный сайт, 2018. URL: https://studbooks.net/1786845/geografiya/chrezvychaynye_situatsii, свободный - Загл. с экрана. – яз. рус. Дата обращения: 11.08.2018 г.
19. ГОСТ 12.0.003-74 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. – М.: Изд-во стандартов, 1974. – 6 с.
20. ГОСТ 12.1.004. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 81 с
21. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 7 с.
22. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 10 с.
23. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
24. ГОСТ Р.22.005-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Средства индивидуальной защиты органов дыхания в чрезвычайных ситуациях. Противогазы гражданские фильтрующие. Общие технические требования. – М.: Изд-во стандартов, 2005. – 21 с.
25. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1983. – 5 с.

26. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1986. – 9 с.

Приложение А

2 Literature review

The main problem with collectors is the interpretation of their saturation. Since an oil-saturated reservoir, according to classical notions, is characterized by high apparent maximum formation resistivity, oil-saturated low resistive deposits are often water-saturated during interpretation. Thus, reserves are underestimated in the process of calculation of reserves. In order to work out the method of interpretation of low-resistance Jurassic deposits, it is necessary to consider the following possible causes of distortion of resistivity values:

1. Presence of clayey material, its quantity and nature of distribution (presence of dispersion, structural and layered clayiness);
2. Availability of fine and fine-grained sandstones within the productive interval;
3. Presence of conductive minerals in the bed: carbonaceous, clayey and sulfide-containing interlayers;
4. Thin layered alternation of collectors and compacted rocks;
5. Anisotropy of reservoir properties when the reservoir is represented by microlayer interlayering of sandstones with clayey and carbonate material, occurrence of heterogeneity of filtration-volume properties;
6. Presence of a deep zone of drilling fluid penetration distorting the readings of probes;
7. Abnormally high mineralization of formation water;
8. Formation of "near ring zones" in productive formations;
9. Location of the structure under study is close to deep faults and, as a consequence, the presence of macro- and micro-fractures;
10. Facial features of reservoir formation;
11. Real composition of the solid phase.

2.1 Presence of clay material, its quantity and nature of distribution

The filtration-volume properties of the collectors depend to a large extent on the granulometric composition, rock texture and the degree of grain packing. According to the generally accepted classification: clayiness is the property of sedimentary rocks to contain particles of less than 0.01 mm in diameter; fragments of clay minerals such as kaolinite, montmorillonite, illite, quartz, feldspars, micaceous and heavy minerals, as well as impurities of lemonite, hematite, carbonates, sulfides and other minerals can be particles of such small sizes.

Depending on the type of clay material distribution, the following types of clay material are distinguished: pore, layered and structural.

The pore type of clay is divided into scattered and film type.

With the scattered type of clayey particles fill the space between the larger grains, separating them among themselves, distinguish between two types of scattered clayiness - scattered clayiness consisting of pellicle particles, independent of the mineral composition and clayiness, consisting of siltstone particles, the main feature of which is the presence of chemically bound water.

The presence of clay in the form of clay inclusions in the rock matrix is noted in the case of clayey clay type, while clay particles cover the grains and envelop the sandy rock skeleton with a film. The peculiarity of disseminated clays is that such clays are specific surfaces of large sizes, on this surface water is kept, which creates additional conductivity.

The property of rocks to have thin interlayers of clay in their composition is called layered clay. Clay layers can also consist of not only one pellicle fraction, but clay siltstone and organic material. These thin layers or layers do not significantly alter the effective porosity, but on the other hand they create a vertical permeability anisotropy and thus can introduce uncertainty in the resistivity determination.

In addition, feldspar-quartz sandstones, in addition to the usual forms of clayiness, have a structural form of clay material, formed by changing mainly feldspars, mica and fragments of rocks, clay is in the form of granules or grains in

the rock skeleton. This form of clay material is characterized by a high content of bound water in productive collectors, while collector rocks with an aggregate form of clayiness are the most common type of low-resistance collectors.

Gamma-ray logging (GK) readings are directly related to clay content from geophysical parameters. The natural radioactivity of sedimentary rocks is due to the content of uranium, thorium and radioactive isotope K40 elements. The first two elements are most often present in the finely dispersed fraction of rocks, the third element K_{40} in sedimentary rocks is determined primarily by the mineralogical composition of the rock. While for quartz sandstones the relationship between natural radioactivity is sufficiently studied, for polymictic reservoirs the relationship is quite complex and under study.

G. M. Hamada and M. N. J. Al-Awad, considering in their paper [3] the problem of interpreting the saturation of low-resistance reservoirs, position the presence of pyrite as the main reason for the high conductivity of reservoirs. The paper traces the way from consideration of the structure of clay minerals with their inherent capacity of cationic exchange presented in Figure 2.1 to the model of clay distribution in the reservoir in Figure 2.2.

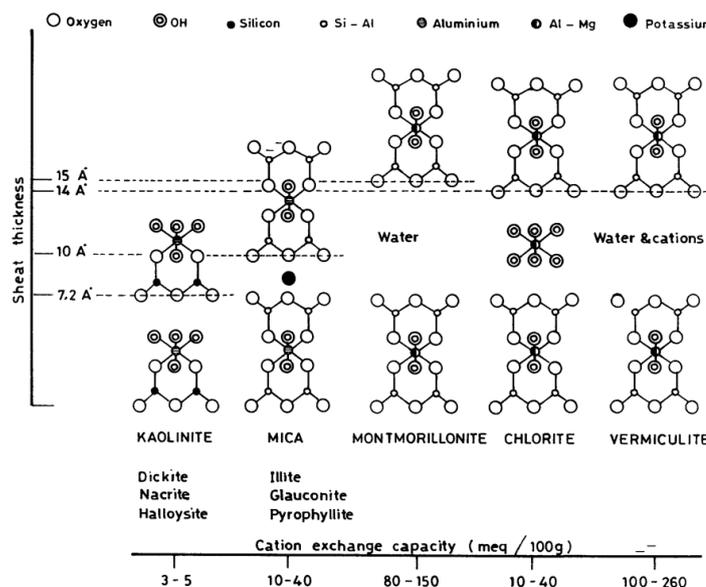


Figure 2.1 – Structure of main clay minerals

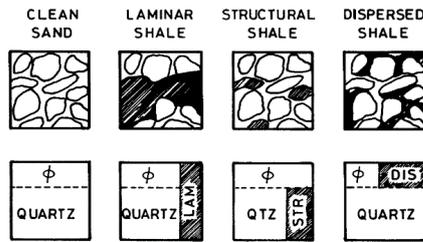


Figure 2.2 – Clay distribution models in the reservoir

An equation for calculating water saturation is given for each clay distribution model (lamellar, structural and dispersed).

Examples include water saturation calculations for three different intervals and a comparison of the results obtained with pre-correction interpretation for clayiness. In the example of a conventional collector, the change in water saturation is so insignificant that the authors conclude that it is impractical to use equations other than the Archie equation. In examples with low impedance reservoirs, significant differences in the calculated water saturation by the Archie equation and by the equations corrected for clayiness are observed. In the conclusion, the authors note the importance of solving the problem of accurate calculation of the volume content of pyrite in the productive part of the reservoir to reduce the probability of erroneous interpretation of saturation, and also points to the need to test in low-resistance reservoirs saturation interpretation models different from the Archie model.

2.2 Presence of fine and fine-grained sandstones within the productive interval

Depending on the material composition of the section under study, the following are distinguished: mid-, fine- and fine-grained, clayey sandstones, silty sandstones, siltstones, siltstones and mixed and ultramixed rocks, which, as a rule, occur in the bottom part of regressive sandstones, making it difficult to interpret geophysical information. Physical parameters of rocks, which are fixed by different geophysical methods, are influenced by many factors: the particle size

distribution of fragments, the structure of the pore space, rock texture, mineral composition, post-sedimentation transformations, as well as porosity, permeability, resistivity and technical conditions of opening of the studied sections and the resolution of geophysical instruments [4]. Special difficulties in the identification of even a limited number of lithological differences, which are noted in the sections of the Jurassic complex, mainly due to the fact that the studied sections are virtually no pure lithological differences. In real well cross-sections there are different transient rock differences depending on the content of clayey and carbonate materials. However, it should be noted that with any degree of detail in the analysis of core material with a GIS complex, the isolation of individual lithological differences remains conditional.

2.3 Conductive minerals: carbonaceous, clayey and sulfide-containing interlayers

In his works Melnik I.A. notes the influence on the interpretation of geophysical studies of wells in low-resistance reservoirs of iron-containing minerals (sulfides, oxides), which have good conductivity and are part of the solid phase [5]. There is also a possible decrease in oil saturation resistance due to the presence of clay minerals such as potassium and magnesium in the rock. In researches of foreign authors it is noticed that in parallel with increase in capacity of cationic exchange electrical resistance of breed decreases. According to I.A. Melnik, the decrease in specific electrical resistance may be due to the presence of fine clay minerals (chlorite and hydro-mica). It is noted that this phenomenon occurs in the process of epigenesis due to the degradation of these minerals and the ability of potassium and magnesium to convert to ionic form.

In his works, Melnik derives equations to calculate the concentrations of minerals that distort the readings of the GIS. These equations are based on certain well logs and mineral properties. Thus, the iron content can be determined after the necessary calibration, knowing the hydrogen content and density of the rock and

using neutron gamma-ray logging (NGL). The same algorithm calculates the boron, silicon, and potassium content using neutron-neutron logging (NNL) and gamma-ray logging (GR). The neutron radiation method (NRM), based on the irradiation of fast neutron rocks and their subsequent deceleration, absorption of atoms by nuclei and release of high energy gamma-ray quantum, is proposed to be used to determine the iron content. NRM has such advantages as the ability to determine iron in very low concentrations (0.2%) and depth of investigation (up to 25 cm), which eliminates the influence of the drilling mud penetration zone. The main difficulty of this method is the mandatory use of solid propane cooled with liquid nitrogen. The next way to determine the mass content of electrically conductive minerals is to have a higher density of ferrous minerals compared to the density of the host rocks. Volumetric and open reservoir densities are determined by gamma-ray density and neutron-neutron logging on thermal neutrons, respectively. Further, on the basis of the nomogram of interdependency of volumetric density and open porosity, the content of electrically conducting minerals is determined. The disadvantage of this method is that it is impossible to determine the concentration of specific iron-containing minerals.

Based on the peculiarities of all these types of logging studies, the author concludes that the most accurate is the neutron-radiation method (NRM), as it allows you to measure the natural activity of potassium, thorium and uranium in the well. However, due to the fact that this type of logging is very rarely used, it is necessary to develop methods to avoid misinterpretation of collector saturation.

In the course of his work, I.A. Melnik has developed a program capable of processing input information, which consists of data from such logging studies as tubing, GC and SAR, data of total porosity, density and mineralization of the reservoir bed under study. For correct operation of this program it is necessary to calibrate the input data from geophysical studies of wells with the average content of chemical elements in the part of the reservoir folded by sandstone. Most often there is no information about the composition of rocks and there is a need to operate only with data from geophysical studies.

Ezhova A.V. as the reason for low reservoir resistance leads to the presence of clay minerals in the reservoir rock, anisotropy of resistance in sandstone and the presence of minerals with high conductivity in the productive interval [6]. During the work it was found out that the main reason for the low resistance of reservoirs in the deposit in question is the multiple inclusions of pyrite and the presence of other iron-containing minerals in the rock. Using the nomogram in Figure 2.3, the concentration of iron-containing minerals was determined through the data of density logging and porosity, and then the water saturation was determined through the true specific electrical resistivity of the reservoir.

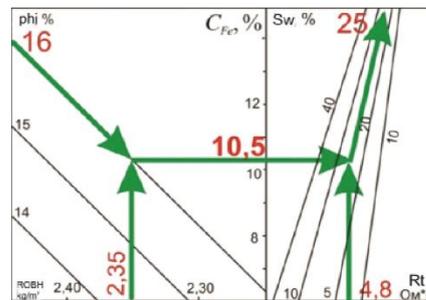


Figure 2.3 – Nomogram of water saturation determination

In the absence of data on density logging Ezhova A.V. proposes to use machine training and obtain data on the concentration of iron-containing minerals from the data of SAR, GK and neutron logs. In the opposite direction, density data can be obtained and then water saturation can be derived using the Archie equation. Figure 2.4 shows data on wells drilled in low resistance reservoirs with water saturation before and after correction for reservoir properties.

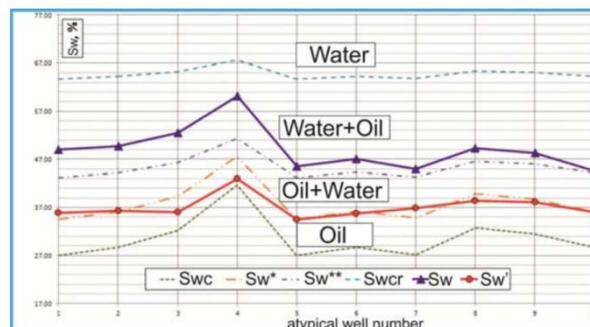


Figure 2.4 – Water saturation adjusted for reservoir properties

2.4 Thin-layered alternation of collectors and compacted rock

It should be taken into account that the specific resistance of clays with the same mineral composition increases with depth due to compaction, and at the same time, decreases due to mineralization of the formation water that saturates them. The natural radioactivity of clays also depends on many factors. In particular, natural radioactivity depends on the concentration of organic substances capable of adsorbing uranium-type elements, as well as on the mineral composition of the weathering crust and the products of destruction of bedrock [10]. High radioactivity is characterized by clays formed as a result of destruction of effusive and intrusive rocks, mainly acidic composition. Clays formed during the destruction of magmatic rocks (basalts) are characterized by low radioactivity. Low radioactivity is observed in clays formed in sea conditions at considerable distance from the shore, as well as clays associated with the re-deposited sediments.

2.5 Anisotropy of reservoir properties

Hortsmann M., Sun K., Berger P., Olsen P. A. and others have been working on the effects of reservoir anisotropy on probe readings. In the course of the study, attempts were made to reduce the probability of error through the use of logging in the drilling process [7]. The reason for the discrepancy in the probe readings may be the interlayered sandstones with clayey interlayers, since induction logging measures the horizontal and lateral logging or gradient logging with probes is a vertical component. One of the examples used by the authors is a clear discrepancy between the logs in different directions. Figure 2.5 shows the different probe directions in column 1.

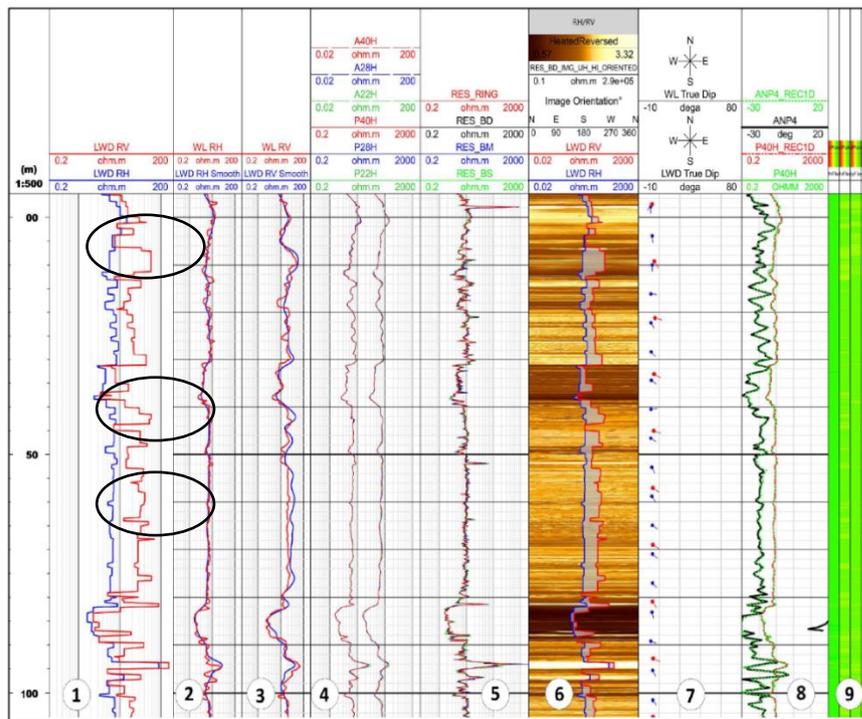


Figure 2.5 – GIS readings in the pilot shaft

In the conclusions, the authors point to the increased accuracy of information collection during the drilling of the well and the need to use this type of study. Although logging during drilling allows for the recognition of clayey formations, it is not possible to identify the exact cause of the reservoir's low resistivity using this method. The use of logging during drilling can be an auxiliary method for interpreting high conductivity reservoirs to reduce the likelihood of misinterpretation of reservoir saturation.

2.6 Deep mud penetration zone

The specific resistance of the fresh flushing liquid varies from 3.5 to 1.8 Ohm. When drilling mud penetrates deep into the rock, the gradient-probe readings are distorted [8]. Proceeding from classical notions about oil-saturated reservoirs, namely resistance of such rocks is higher than 5 Ohm, deep zone of drilling mud penetration at interpretation of logging researches can be interpreted as water-saturated reservoir.

2.7 Abnormally high mineralization of formation water and formation of "fringing ring zones" in productive formations

In an oil-saturated reservoir, a fringing zone of reduced resistivity is formed at the boundary of the penetration zone and the unchanged part of the reservoir, where oil is replaced by mineralized formation water [9].

If the pore space of the reservoir contains only oil and does not contain mobile formation water, the mud filtrate pushes only oil into the reservoir. At the same time, it is quite natural to assume that the bound water of thin pores, where the filtrate does not penetrate, will not be displaced. In this case, the fringing zone is unlikely to form.

As for the collector, where in the pore space there is mobile salt water along with oil, the formation of a fringing zone is probably possible here. For the reservoirs under consideration, which are often tested with a combined flow of oil and water, and the water is characterized by enormous mineralization, the formation of a fringing zone is quite possible. Since the oil saturation coefficient in the bordering zone is lower than in the unchanged part of the formation, its UES will be lower than in the formation.

2.8 Social features of collector formation

Sedimentation conditions affect the composition of cement, and therefore the reasons for the formation of "low resistive" collectors. The boron content in the clay fraction of sandstone can serve as an indicator of the facial environment [10]. Concentration of boron in sandstone characterizes palosalinity, i.e. the concentration of boron for marine and continental clayey facies differs by 3-5 times. The formation of reservoirs has also improved with the increased manifestation of marine facies.

2.9 Solids composition of the solid phase

The content of bound water and especially of strongly bound water depends on the specific surface of the solid phase and mineral composition, mainly clay particles, and its influence on the physical properties of the collector mainly depends on the properties of the clay component in the natural state [11].