ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ ГАГАРИНА Ю.А.»

Институт ___Урбанистики, архитектуры и строительства

Кафедра ____«Геоэкология и инженерная геология»

Направление (специальность) 21.03.01. «Нефтегазовое дело»
код, наименование

# ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

«Методы акустического контроля цементирования и шумометрии при исследовании технического состояния скважин на Повховском месторождении».
наименование темы выпускной квалификационной работы

Студент Щекотуров Игорь Николаевич
фамилия, имя, отчество

курс 4 группа б-НФГДипу-43

Руководитель
_ассистент кафедры _____ Н.В.Добролюбова
должность, ученая степень, уч. Зван ие подпись, дата Инициалы Фамилия

Допущен к защите
Протокол № _____ от «_____» «_____» 20____ года

Заместитель заведующего кафедрой «Геоэкология и инженерная геология»

ассистент__ _____ Н.В.Добролюбова
должность, ученая степень, уч. звание подпись, дата Инициалы Фамилия

Саратов 2020 г

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ ГАГАРИНА Ю.А.»

Институт ___Урбанистики, архитектуры и строительства

Кафедра ____«Геоэкология и инженерная геология»

Направление (специальность) 21.03.01. «Нефтегазовое дело»
код, наименование

**ЗАДАНИЕ**
**на выпускную квалификационную работу**

Студенту Щекотурову Игорю Николаевичу
фамилия, имя, отчество

Тема ВКР: **«**Методы акустического контроля цементирования и шумометрии при исследовании технического состояния скважин на Повховском месторождении».

утверждена на заседании кафедры, протокол № от «___» _____ 20 г.

Дата защиты «_____» _____ 20 г.

Оценка защиты _____

Секретарь ГЭК _____
ФИО, подпись

Саратов 2020 г

**Целевая установка и исходные данные**

Целью работы является исследование технического состояния скважин Повховского месторождения, используя методы акустического контроля цементирования и шумометрии. Задача, решаемая при написание ВКР это определение мест нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважин, а также выявление межпластовых заколонных перетоков.

Исходные данные:

1 Валиуллин, Р.А. Методические рекомендации по термическим исследованиям скважин. / Р.А. Валиуллин. Уфа,1989г.

2. Козяр,В.Ф. , Белоконь, Д.В. , Козяр, Н.В. , Смирнов Н.А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития (Обзор отечественных и зарубежных источников информации) / В.Ф.Козяр, Д.В.Белоконь, Н.В.Козяр. НТВ «Каротажник» . Тверь : ГЕРС. 2000г. Вып.63.

3. Методическое руководство по применению аппаратуры акустического контроля цементирования «ЗАС – ТШ - 36».1989г.

4. Методическое руководство по производству скважинных исследований и интерпретации данных АКЦ.2002г.

| № | перечень чертежей, подлежащих разработке | формат, кол-во |
|---|---|---|
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

**Руководитель**

ассистент кафедры _____ _____ Н.В.Добролюбова

должность, ученая степень, уч. звание подпись, дата Инициалы Фамилия

## Содержание расчетно-пояснительной записки

(перечень вопросов, подлежащих разработке)

Во введении ВКР указаны цели и задачи решаемые в процессе написания работы это :

Изучение контроля технического состояния скважин, что подразумевает определение мест нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважин, а также выявление межпластовых заколонных перетоков.

Для достижения поставленной цели необходимо было выполнить следующие задачи:

1 Ознакомиться с физико - геологическими основами методов акустического контроля цементирования и шумометрии.

2 Рассмотреть основные характеристики технического состояния обсаженных скважин.

3 Проанализировать методику исследования скважин акустическими методами.

4 Выявить интервалы нарушения герметичности обсадной колонны.

В первой главе ВКР дается описание и ознакомление с методами акустического контроля цементирования и шумометрии такими как :

а) история возникновения акустического метода контроля скважин.

б) ознакомление с техническим состоянием обсаженных скважин и их основные характеристики.

в) изучение основных физических явлений, определяющих формирование волнового поля в стволе скважины и прилегающей породе.

г) изучение физико – геологического метода акустического контроля цементирования и шумометрии.

Во второй главе ВКР мы переходим к изучению геолого-геофизической характеристике района работ:

а) литолого – стратиграфической характеристики разреза Повховского месторождения;

б) изучение основных элементов строения Повховского месторождения,

его нефтегазоносность, водоносность.

В третьей главе ВКР дается описание методики работы:

а) какой вид аппаратуры используется при контроле методом акустического цементирования и шумометрии

б) как проводится исследование скважин с помощью метода акустического цементирования

в) как проводится исследование скважин акустическим шумомером.

г) как интерпретируются данные комплекса акустического контроля цементирования.

В четвертой главе приводятся результаты исследований, полученные по данным комплекса акустического контроля цементирования.

В заключение ВКР подводятся итоги выполнения поставленной цели, связанной с контролем технического состояния скважин Повховского месторождения и какие результат при этом были получены

**Основная рекомендуемая литература**

1.Валиуллин, Р.А. Методические рекомендации по термическим исследованиям скважин. / Р.А. Валиуллин. Уфа,1989г.

2. Валиуллин, Р.А. Термометрия в комплексе с другими геофизическими методами для диагностики нефтяных пластов и скважин. / Р.А. Валуллин. Уфа,1998г.

3. Дияшев, Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов. / Р.Н. Дияшев. Москва, Недра 1984г.

4. Козяр,В.Ф. , Белоконь, Д.В. , Козяр, Н.В. , Смирнов Н.А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития (Обзор отечественных и зарубежных источников информации) / В.Ф.Козяр, Д.В.Белоконь, Н.В.Козяр. НТВ «Каротажник» . Тверь : ГЕРС. 2000г. Вып.63.

5. Методическое руководство по применению аппаратуры акустического контроля цементирования «ЗАС – ТШ - 36».1989г.

6. Методическое руководство по производству скважинных исследований и интерпретации данных АКЦ.2002г.

**Руководитель**

| ассистент кафедры | | Н.В.Добролюбова |
|---|---|---|
| должность, ученая степень, уч. звание | подпись, дата | Инициалы Фамилия |

**Задание принял к исполнению:** И.Н.Щекотуров

подпись, дата Инициалы Фамилия

УТВЕРЖДАЮ:
**Руководитель ВКР**

_____

**«_____» _____20 г.**

КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК
работы над ВКР

| № | разделы, темы, их содержание | по плану | | фактически | | Отметка о выполнении |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | дата | % | дата | % | |
| 1 | Введение | 02.05.2020 | 5 | 02.05.2020 | 5 | |
| 2 | Глава 1. Физико - геологические основы методов акустического контроля цементирования и шумометрии | 08.05.2020 | 10 | 08.05.2020 | 10 | |
| 3 | Глава 2. Геолого-геофизическая характеристика района работ | 15.05.2020 | 20 | 15.05.2020 | 20 | |
| 4 | Глава 3. Методика работ | 20.05.2020 | 25 | 20.05.2020 | 25 | |
| 5 | Глава 4. Результаты исследований, полученные по данным комплекса АКЦ. | 28.05.2020 | 30 | 28.05.2020 | 30 | |
| 6 | Заключение | 31.05.2020 | 10 | 31.05.2020 | 10 | |

Студент _____ И.Н.Щекотуров
подпись, дата инициалы, фамилия

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«САРАТОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ ГАГАРИНА Ю.А.»

**ОТЗЫВ**

руководителя о выпускной квалификационной работе

«Методы акустического контроля цементирования и шумометрии при исследовании технического состояния скважин на Повховском месторождении».

наименование темы выпускной квалификационной работы

студента ___4__ курса Урбанистики, архитектуры и строительства

наименование института

Щекотурова Игоря Николаевича

фамилия, имя, отчество

прошедшего(-ей) обучение по направлению (специальности) _ 21.03.01. «Нефтегазовое дело»

код и наименование

Текст Текст Текст

Введение ..... 4
1 Физико - геологические основы методов акустического контроля цементирования и шумометрии…….. 7
1.1 История вопроса..... 7
1.2 Техническое состояние обсаженных скважин и его основные характеристики……..... 9
1.3 Основные физические явления, определяющие формирование волнового поля в стволе скважины и прилегающей породе..... 12
1.4 Физико – геологические основы метода акустического контроля цементирования(АКЦ)..... 14
1.5 Физико – геологические основы метода акустической шумометрии.. 19
2 Геолого-геофизическая характеристика района работ..... 22
2.1 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза..... 22
2.2 Основные элементы тектонического строения..... 25
2.3 Нефтегазоносность…….. 26
2.4 Водоносность…… 26
3 Методика работ..... 29
3.1 Аппаратура метода АКЦ и акустической шумометрии..... 29
3.2 Исследования скважин методом акустической цементометрии..... 30
3.3 Методика исследования скважин акустическим шумомером…….. 38
3.4 Интерпретация данных комплекса АКЦ…… 39
4 Результаты исследований, полученные по данным комплекса АКЦ.. 43
Заключение..... 49
Список использованной литературы..... 53

Список графических  приложений:

Приложение 1 - Западно – Сибирская нефтегазоносная провинция

Приложение 2 - Скв. №1857 куст №25 пл. Повховская

Приложение 3 - Скв. №1338 куст № 55 пл. Повховская

Приложение 4 - Скв. №4207 куст №25 пл. Ватьеганская

Приложение 5 - Скв. №3171 куст № 2  пл. Повховская

Приложение 6 - Скв. №2189 куст № 69 пл. Повховская

# ВВЕДЕНИЕ

Геофизические работы при контроле за разработкой месторождений существенно отличаются от геофизических работ, проводимых в необсаженных скважинах. При контроле исследуются различные категории скважин при различных режимах их работ и каждая обсаженная скважина , как объект измерений требует индивидуального подхода как к методике так и к интерпретации полученных данных.

Реальная ситуация в отрасли такова, что объемы бурения падают и значимость геофизического контроля за разработкой месторождений для снижения темпов падения добычи и ее последующей стабилизации существенно возрастает. Однако анализ состояния развития геофизических работ показывает, что сегодня уровень развития техники,обработки и интерпретации , достоверности решения задач в целом значительно ниже в задачах контроля за разработкой месторождений.

В контроле за разработкой выделяют следующие основные направления:

-изучение процесса выработки запасов залежей нефти ;

-оценка эффективности применения различных методов повышения коэффициента нефтеизвлечения;

-диагностика состояния нефтяных пластов и скважин, включающая в себя в том числе выявление затрубной циркуляции флюидов .

В настоящее время имеется методическая база, позволяющая решать задачи , по всем направлениям. Между тем наибольший объем исследований в производстве выполняется для решения задач, связанных с диагностикой пластов и скважин. Диагностика - это изучение признаков и оценка параметров, характеризующих состояние пластов, скважин и затрубного пространства, геофизическими методами. Специфика решения задач диагностики обусловлена существующим разнообразием категорий скважин , различным уровнем обеспеченности аппаратурой, различиями геологических условий, наличием определенных традиций по регионам. Анализ решения

задач диагностики показывает, что достоверность выдаваемых результатов геофизических исследований здесь не всегда высокая. Одной из причин этого является недостаточное оснащение производства современными методическими разработками по отдельным методам и комплексам геофизических методов.

В направлении диагностики состояния нефтяных пластов и скважин выделяют три группы задач.

Определение эксплуатационных характеристик продуктивного пласта . Сюда относят :

Определение интервалов притока и поглощения жидкости

Определение мест притока нефти , воды и газа

Определение продуктивного пласта и расхода флюида

Определение энергетических параметров пласта (Рпл , Рзаб , Рнас , Тпл, Тзаб)

Контроль технического состояния скважины. Сюда относят :

Определение мест нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважины

Выявление межпластовых заколонных перетоков в скважине

Исследование интервалов перфорации обсадных колонн

Контроль за работой насосно – подъемного оборудования

Определение статического и динамического уровней жидкости и нефте – водораздела (НВР) в межтрубном пространстве

Определение мест положения и режима работы глубинного насоса

Определение герметичности насосно – компрессорных труб (НКТ)

Задачи диагностики решаются при установившихся и неустановившихся режимах работы скважины. В общем случае диагностика скважин и пластов осуществляется методами термометрии, расходометрии, влагометрии, резистивиметрии, плотнометрии, барометрии и шумометрии [3].

В данной работе поставлена цель, связанная с контролем технического состояния скважин, что подразумевает определение мест

нарушения герметичности обсадной колонны и забоя скважин, а также выявление межпластовых заколонных перетоков.

Существует много способов контроля, но мы остановимся на двух методах. Первый метод - это метод акустического контроля цементирования. И второй – это метод акустической шумометрии.

Для достижения поставленной цели необходимо было выполнить следующие задачи:

1 Ознакомиться с физико - геологическими основами методов акустического контроля цементирования и шумометрии.

2 Рассмотреть основные характеристики технического состояния обсаженных скважин.

3 Проанализировать методику исследования скважин акустическими методами.

4 Выявить интервалы нарушения герметичности обсадной колонны.

## 1 Физико - геологические основы методов акустического контроля цементирования и шумометрии.

### 1.1 История вопроса.

После появления на рубеже 60-70-х годов серийных отечественных приборов акустического каротажа (АК) объемы применения метода в стране быстро стабилизировались и составили в конце 80-х годов 8-10% от общего объема ГИС. В условиях применения аналоговой измерительной техники и ручной обработки данных для решения разнообразных задач использовались преимущественно характеристики продольной (Р) головной волны. Эта волна фиксируется в первых вступлениях регистрируемых сигналов АК и не искажена интерференцией с другими, более медленными волнами. Значения ее скорости V распространения (интервального времени t=1/v), амплитуда А и эффективного затухания α широко применялись для расчленения разрезов скважин, определения коэффициентов Кп пористости пород с межзерновыми порами и выделения на этой основе гранулярных коллекторов, оценки качества цементирования обсадных колонн.

На уровне лабораторных и опытных скважинных работ в те годы изучались возможности применения для решения геолого-технических задач характеристик других, помимо продольной, типов волн – поперечной S, Лэмба L, Стоунли St, отраженных и т.д. В те же годы начались исследования по изучению горных пород методом АК через обсадную колонну [4].

В 80-х годах зарубежные фирмы применили высокочастотные приборы (сканеры) для детального изучения строения стенок скважин и обсадных колонн. В обсаженных скважинах их преимущество заключалось в детальной оценке технического состояния обсадной колонны и цементного камня, в том числе в выделении в цементе вертикальных каналов и интервалов газонасыщенного (вспученного) цемента. Появились акустические шумомеры для определения интервалов поступления пластовых флюидов в скважину и их затрубных перетоков. Многочисленные опытные образцы таких приборов, а иногда и серийные приборы (например

акустический телевизор [САТ-1], индикатор шума [**АКш**]) появились в те же годы в СССР. Несмотря на положительные результаты исследований, эти приборы не нашли массового применения вследствие изъянов, присущих аналоговым системам измерений, и невостребованности производством в условиях заранее запланированных схем эксплуатации, выбраковки и ликвидации скважин.

В 90-е годы после появления в России доступной цифровой вычислительной техники начинаются попытки модернизации приборов предыдущего поколения (АКВ-1, АКШ, АК-4, МАК-5, АК-П ) с целью цифровой регистрации полных волновых сигналов. Попытки базировались на оснащении приборов телеметрическими системами, позволяющими изменять режимы работы измерительных зондов, и оцифровке сигналов АК на дневной поверхности с помощью управляющей ЭВМ [6].

С развитием технических средств АК постоянно увеличивалось количество геологических и технических задач, решаемых в открытых и обсаженных скважинах, и качество самих решений. Технические задачи в обсаженных скважинах включают в себя выявление нарушений обсадных колонн (порывов, смятий, коррозий), оценку заполнения затрубного пространства цементом и степень его сцепления с колонной и породами, обнаружение в цементном камне вертикальных каналов и зон вспученного цемента, определение поступления в скважину пластовых флюидов и их заколонных перетоков, интенсификацию дебитов [5].

Все перечисленные задачи требуют комплексного решения. Одним из методов, позволяющим существенно повысить эффективность является АКТАШ, который даст более достоверную картину о техническом состоянии скважины и позволит выявить более точно процессы происходящие в ней.

Комплекс АКТАШ включает в себя акустический цементомер (АКЦ) + шумометрия. Акустический цементомер позволяет измерять динамические и

кинематические параметры упругих волн, а шумомер период акустических шумов.

## 1.2 Техническое состояние обсаженных скважин и его основные характеристики.

Понятие «техническое состояние обсаженных скважин» имеет в различных условиях весьма широкое толкование и зависит во многом от конкретных условий, в которых оно применяется. Применительно к обсаженным нефтегазовым скважинам техническое состояние последних оценивается на основании информации о следующих факторах:

- состояние контактов цементного кольца с колонной и породой;
- наличие, местонахождение и размерах дефектов цементирования объемно-контактного типа в заколонном пространстве;
- наличие и местонахождение заколонных перетоков;
- наличие и местонахождение участков колонны с коррозией ее внутренней поверхности;
- наличие, местонахождение и характере дефектов герметичности стенок обсадной колонны;
- состояние изоляции цементного камня и заколонного пространства.

В конечном счете главным критерием оценки технического состояния обсаженной скважины является качество изоляции заколонного пространства и герметичность обсадной колонны на момент проведения геофизических исследований. Некачественная изоляция заколонного пространства связана в основном с наличием в цементном кольце участков малопрочного цемента камня с повышенной водопроницаемостью и различных структурных деффектов, нарушающих его сплошность: пустот, вертикальных каналов, трещин и микрозазоров на границе цементного кольца с колонной и породой. По своему происхождению дефекты цементного кольца можно разделить на первичные, т.е. образующиеся до начала эксплуатации продуктивных

интервалов, и вторичные, которые возникают в процессе длительной эксплуатации скважины.

Образование дефектов первичного типа обусловлено, в основном, влиянием технологии буровых и тампонажных работ, опрессовки и перфорации обсадной колонны.

Образование дефектов вторичного типа обусловлено, главным образом, режимом эксплуатации продуктивных интервалов, агрессивностью изолированных пластовых вод и добываемого продукта, коррозионной стойкостью цементного камня и обсадной колонны.

Дефекты цементирования вторичного типа образуются в течение периода эксплуатации скважины. Они связаны, в основном, с разрушающим воздействием окружающих пластовых вод на цементный камень в затрубном пространстве скважины. В случае наличия в составе продукта и пластовых вод сероводорода или углекислоты процесс коррозии и разрушения цементного камня существенно ускоряется: значительно снижается механическая прочность, уменьшается объемная плотность и происходит ослабление связей с поверхностью колонны, приводящее, к развитию обширных контактных дефектов (микрозазоров), которые являются самым распространенным типом нарушений сплошности цементного камня в затрубном пространстве скважин эксплуатационного фонда.

Основными условиями движения жидкости по дефекту цементного кольца являются наличие на его противоположных концах активных резервуаров (отдающего и принимающего пластов) с перепадом давления между ними и достаточная проницаемость самого дефекта для движущейся по нему жидкости.

Некачественная изоляция продуктивных и водоносных интервалов может приводить к прорыву пластовых вод и значительному обводнению продукции, что может внести серьезные осложнения в оценку объема запасов месторождения и его последующую эксплуатацию. В случае некачественной изоляции непродуктивных водоносных, особенно высоконапорных

интервалов, может возникнуть вероятность прорыва пластовых высокоминерализованних вод в пласты пресноводного комплекса с последующими водопроявлениями на дневной поверхности.

На основе причин, влияющих на образование дефектов технического состояния различного типа в обсаженных скважинах нефтяных и газовых месторождений было установлено, что наиболее распространенными являются следующие девять типов дефектов, активно влияющих на изоляцию заколонного пространства, а именно:

1- контактный микрозазор на границе цементного кольца с колонной (раскрытость от 0 - 200 мкм);

2- вертикальный канал в цементной кольце (с углом раскрытия 10-180$^{o}$);

3- малопрочный цемент ( Gсжатия <10 кГс/см$^{r}$):

4- не сформировавшийся тампонажный раствор;

5- скользящий контакт цементного кольца с породой (для толщины цементного кольца =1.5-3.0 см);

6- негерметичность колонны в виде отверстия, щели или интервала перфорации;

7- коррозия внутренних и внешних стенок обсадной колонны;

8- заколонное сообщение или переток (с расходом в пределах = 5-100 м /сут);

9- прихват обсадной колонны или бурильного инструмента в открытом стволе,

Задача контроля технического состояния обсаженных скважин методами ГИС заключается в обеспечении точного обнаружения и идентификации перечисленных типов дефектов с последующей оценкой их влияния на изоляцию заколонного пространства.

## 1.3 Основные физические явления, определяющие формирование волнового поля в стволе скважины и прилегающей породе.

Кавернозность

Под многофазными средами понимаются пористые горные породы (песчаники, аргиллиты, алевролиты, пески), заполненные газом, жидкостью или их смесью.

Распространение упругих волн в такой среде протекает одновременно на двух качественно различных уровнях: а) между фазами растяжения и сжатия в пределах длины волны; б) между твердой и жидкой компонентами в пределах единичной поры.

Известно, что в пористой среде одновременно существуют волны трех типов: одна поперечная и две продольные (первого и второго рода).

Коэффициент затухания поперечной и продольной волны первого рода на низких частотах пропорционален квадрату частоты. Характеристики продольных волн первого рода определяются в основном пористостью и коэффициентами сжимаемости фаз.

В отличие от продольной волны первого рода, в продольной волне второго рода флюид и скелет колеблются в противофазе. В сцементированных средах из-за сильного поглощения она распространяется на небольшие расстояния от источника и ею можно пренебречь. Поэтому при АК используется продольная волна первого рода. Механизм ее распространения зависит не только от физических свойств твердой и жидкой фаз, но и от степени гидродинамического и термодинамического взаимодействия между ними.

Волны в пористых средах возникают при трех способах приложения нагрузки: а) нагрузка приложена только к твердой фазе, жидкость может свободно входить и выходить; б) нагрузка приложена только к жидкости; в) нагрузка приложена и к жидкости, и к скелету.

Обычно считается, что явление, связанное с вязкостью жидкости в порах является одной из главных причин затухания упругих волн в коллекторах и других насыщенных жидкостью пористых материалах.

Более половины мировой добычи нефти или газа в настоящее время связано с эксплуатацией карбонатных коллекторов.

Проницаемость

Процессы переноса в пористых породах, такие например, как гидравлическая проводимость, связаны с проницаемостью и определяются микроструктурой пор и физико-химическим взаимодействием между различными фазами (минерал-жидкость, жидкость-жидкость).

Проницаемость породы является физическим свойством исключительной важности во многих областях геофизики и, в частности, при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений. Знание проницаемости и пористости важно для оценки степени содержания и потоков жидкости в геологических пластах. В тоже время это одно из наиболее трудно предсказуемых свойств породы, так как она зависит от целого ряда различных параметров: пористости (размеров и формы пор), глинистости и напряженного состояния породы, типа жидкости, степени насыщения и давления жидкости в порах и т.д.

Трещиноватость

Акустические свойства горных пород заметным образом зависят от их трещиноватости. Трещиноватость горных пород — явление разделения горных пород земной коры трещинами различной протяжённости, формы и пространственной ориентировки. В общем случае скорости P и S волн уменьшаются с увеличением трещиноватости, а их поглощение растет.

В отличие от пористой среды большое значение имеет угол встречи волны и направления трещиноватости, густота и раскрытость трещин. При этом, горизонтальная трещиноватость существенно влияет на скорости распространения волн, в то время как вертикальная практически влияния не

оказывает. Поперечные волны оказываются более чувствительны к изменению трещиноватости среды, чем продольные. Наибольшее затухание волн связано с трещинами, заполненными флюидом.

### 1.4 Физико – геологические основы метода акустического контроля цементирования(АКЦ).

Основные типы волн, распространяющиеся в стволе скважины и околоскважинном пространстве.

Вопросы однозначной идентификации типа волн в волновом пакете при АК, приобретают все большее значение в связи с развитием технических возможностей для их регистрации и разработкой теоретических и физических моделей по интерпретации полевых данных. Каждая волна обладает определенной информативностью, поэтому для решения обратных (геологических) задач, волну предварительно необходимо идентифицировать.

Обычно, при невозможности идентификации волн в той части волнового пакета АК, которая следует после первого колебания поперечной волны, все колебания относят к псевдорелевским волнам. Это связано с тем, что скорости поверхностных волн, распространяющихся вдоль стенки скважины, достаточно близки и лишь ненамного меньше скорости поперечной волны в породе. Заметная терминологическая неоднозначность, связанная с названием этих волн (волны Лэмба, гидроволны, водные волны, низкоскоростные водные волны, нулевые нормальные волны, волны Лэмба-Стоунли и т.д.) вносит определенные трудности при их идентификации. Поэтому, в дальнейшем, представляется целесообразным придерживаться терминологии, используемой в первоисточниках.

Так, например, по определению, волны Лэмба и Стоунли имеют совершенно разную физическую основу. Волна Лэмба присуща только твердым телам ограниченных размеров (стержень, пластина) со свободными

поверхностями и представляет собой нормальную волну, в то время как волна Стоунли является поверхностной.

Обычно акустические исследования проводятся в широком диапазоне соотношений между длиной излучаемой источником волны в жидкости λ и радиусом скважины $R_c$. Скважины, для которых $\lambda/R_c<<1$, называемые скважинами большого диаметра, с физической точки зрения аналогичны твердо-жидкой среде с плоской границей. Для скважин малого диаметра (при выполнении условия $\lambda/R_c=1$), распространение волн аналогично волновому процессу в твердо-жидкой среде с цилиндрической границей. В зависимости от типа источника и соотношения между скоростями распространения волн в жидкости $\upsilon_{P0}$ (гидроволна или прямая продольная волна $P_0$) и окружающей породе $\upsilon_{P1}$ (продольная волна $P_1$) и $\upsilon_{S1}$ (поперечная волна $S_1$) в системе скважина-порода возникает большое число различных типов объемных и поверхностных волн.

Однако, из множества волн, которые могут распространяться в скважине и околоскважинном пространстве в практике ГИС выделяют лишь несколько из них. Как правило, это, так называемые, информативные волны – продольная ($P_1$), поперечная ($S_1$), Стоунли (St) и Лэмба (L).

Информационные параметры при АКЦ и способы их регистрации.

К информативным акустическим параметрам, используемым для оценки качества цементирования, относятся скорости распространения (или интервальные времена) различных типов упругих волн, их амплитуды и затухания, а также звуковые образы.

Скорость распространения продольных волн (Vp) определяется модулем Юнга (E) или коэффициентом сжимаемости (β) и коэффициентом Пуассона (σ) с помощью следующих выражений (м/с) (формула 1):

$$Vp=\sqrt{E(1-\sigma)\div(1+\sigma)\,/\,\rho(1-2\sigma)}=\sqrt{3(1-\sigma)\,/\,\beta\rho(1+\sigma)} \qquad (1)$$

Основными параметрами, контролирующими скорость распространения продольных волн, являются модуль Юнга и коэффициент сжимаемости.

Скорость волн Лэмба ($V_L$) определяется выражением, включающим скорость гидроволны (Vo), распространяющихся в скважинной жидкости с плотностью (ρо), и скоростью поперечных волн (Vs) в окружающей скважину горной породе с плотностью (ρп) (формула 2):

$$V_L = \frac{Vo}{\sqrt{1+\frac{\rho o}{\rho n}\left(\frac{Vo}{Vs}\right)^2}} \qquad (2)$$

Величину, обратную скорости распространения упругих волн, принято называть интервальным временем $\Delta T$.

Коэффициент затухания $\alpha$ является показателем потери энергии упругих волн вследствие физического поглощения, рассеяния и геометрического расхождения. Принятая единица измерения затухания децибел на метр (дб/м) и имеет следующий вид:

$$\alpha = 20 * Lg \frac{A1}{A2}$$

где А1 и А2 – соответственно амплитуды упругих волн, зарегистрированные приемниками в точках, удаленных одна от другой на базу зонда.

Амплитуды также несут в себе информацию о потери упругими волнами энергии вследствие вышеуказанных физических процессов, происходящих в скважинах. Параметры Ак и Тр подвержены влиянию ряда мешающих факторов, искажающих их значение и воспроизводимость. В частности, они зависят от диаметра скважины и свойств промывочной жидкости, коэффициента образования головных волн, степени центрирования скважинного прибора, угла наклона скважины, настройки аппаратуры – поэтому они относятся к индикаторным параметрам.

При записи стандартными приборами АКЦ обычно регистрируется две группы параметров:

- измерительные ($\alpha$к коэффициент затухания по колонне в фиксированном окне и интервальное время $\Delta$Тр);

- индикаторные (Тр1, Тр2 время на малом и большом зонде, d1k и d2k ослабление амплитуд на зондах в фиксированном окне).

Благодаря постоянству скорости по колонне, регистрацию интенсивности или амплитуды продольной волны по колонне Ак осуществляют в фиксированном окне, длительность которого устанавливается так, что в него попадает амплитуда только первого положительного вступления. Амплитуда продольной волны по колонне $Ак_{1,2}$ регистрируется в логарифмическом масштабе как частное от отношения некоторого заданного (опорного) напряжения $U_0$ к $Ак_{1,2}$, играющего роль ослабления (dk1,2) и выражается в децибелах.

Звуковые образы представляют собой формы отображения полного сигнала, регистрируемого при акустическом каротаже. Форма вывода сигнала представляется или в виде фазовых линий (ФКД) или в виде волновых картинок (ВК). Схема преобразования сигнала представлена на рисунке 1. Наиболее приемлемая для интерпретации форма записи – модуляция ширины фазовых линий амплитудой сигнала (ФКД) показана на рисунках 2 , 3 , 4.

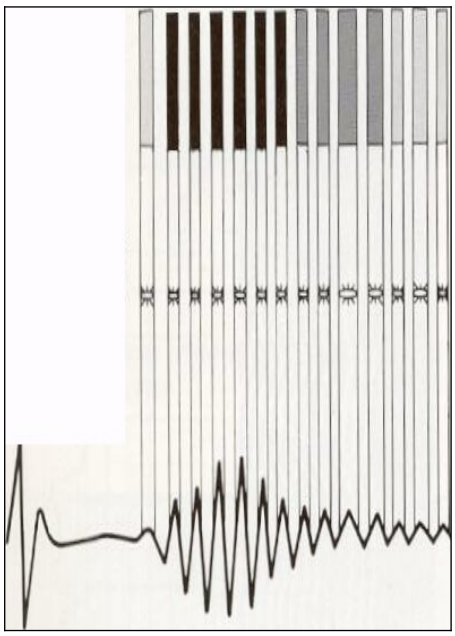


Рисунок 1 - Схема формирования картинки ФКД.

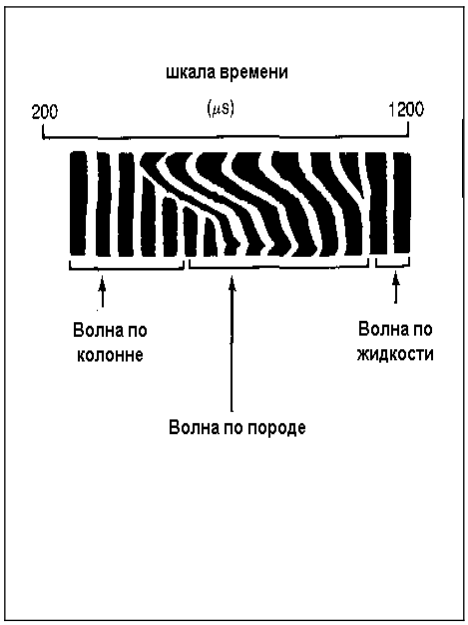



Рисунок 2 - Идентификация типов волн на типовой картине ФКД.

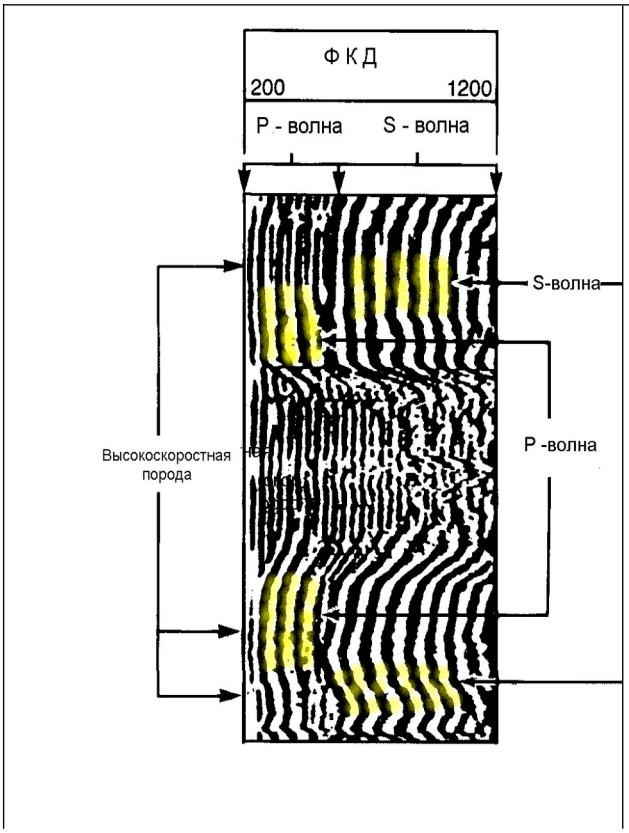



Рисунок 3 - Характеристика формаций по породе для разных типов волн.

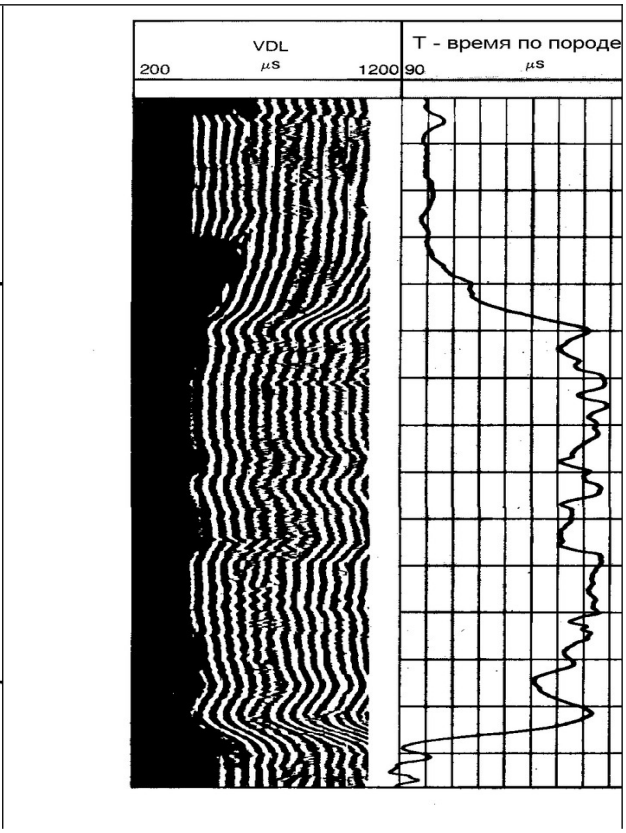



Рисунок 4 - Образ ФКД как отражение время волны по породе (запись в открытом стволе)

**1.5 Физико – геологические основы метода акустической шумометрии.**

Применение метода акустической шумометрии при исследовании обсаженных и необсаженных скважин основано на локализации источника шума. Шум возникает при движении жидкости или газа в скважине, в пласте, в зоне нарушения герметичности колонны или за обсадной колонной. Движение жидкости или газа может быть спонтанным или вызвано искусственно. Кроме гидродинамического шума в скважине могут быть зарегистрированы шумы так называемой акустической эмиссии пород, которые возникают при переменных нагрузках па скелет породы. Эти шумы имеют характер нерегулярных тресков, их, обнаружение требует длительного времени.

Источниками гидродинамического шума в скважине являются:

1. Турбулентный поток жидкости в скважине за обсадной колонной.
2. Отверстия в колонне или пласте(поры, трещины). При истечении жидкости или газа через отверстие шум может иметь тройную природу – широкополосный турбулентный шум, многочастотный звук в том случае, если в канале, через который истекает флюид, или в вблизи него имеется резонирующая полость. В этом случае можно говорить об эффекте жидкостного свистка или сирены. Третья причина шума – пульсации самого потока жидкости (газа) через отверстие. Шум пульсации – низкочастотный и обнаруживается на большом расстоянии от отверстия.

Из гидроакустики / Роберт Дж.Урик – Основы гидроакустики. «Судостроение», Ленинград, 1978 /. Известно следующее: шум потока создается пульсациями давления, возникающими в турбулентном потоке и действующими на лицевую поверхность гидрофона, окруженного турбулентным пограничным слоем. Эти пульсации не являются звуковыми, так как не распространяются от точки возникновения, они создают так называемый «псевдозвук». Это означает, что сигнал от гидрофона

(шумомера) есть лишь в том случае, если он находится в турбулентном потоке. Вне его сигнала нет.

Если турбулентный поток имеется за обсадной колонной, то пульсации давления передаются стенке колонны и, соответственно, границы перетоков должны отбиваться четко.

Уровень турбулентного шума зависит от скорости потока. Причем до некоторой частоты $f_o$ уровень шума пропорционален кубу скорости потока ,а выше неё шестой степени скорости.

Частота $f_o$ для безграничной среды определяется выражением:

$$f_o = V_п/\delta \qquad (3)$$

где, $V_п$ – скорость потока, $\delta$ – толщина пограничного слоя.

Кроме отмеченных выше шумов, при работе в скважине шумомером, может возникать так называемый флаттерный шум кабеля. Этот шум возникает при нахождении кабеля в движущимся в стволе скважины потоке жидкости (или газа) и обусловлен срывающимися с кабеля вихрями. Наглядным примером такого типа шума является «пение» телефонных проводов на ветру – «эолова арфа». Этот вид шума является вредным и искажает истинную картину распределения шумового поля в скважине.

Таким образом основные формулировки сказанного сводятся к следующему:

Источники шума в скважине:

1. Потоки жидкости в стволе скважине за колонной, в пласте.
2. Поток (струя ) жидкости или газа через отверстие в обсадной колонне.
3. Вибрирующий в потоке жидкости каротажный кабель.

Типы шумов в скважине :

1. Турбулентный шум потока.
2. Пульсация струи через отверстие.
3. Шум двухфазного (газожидкосного) потока и струи (схлопывание пузырьков газа).

4. Флатерный шум кабеля.

5. Шум, возникающий от движения прибора в скважине.

Метод акустической шумометрии может быть применён для решения следующих задач:

1. Определение мест негерметичности колонны. При этом обязательным является истечение газа или жидкости через отверстие в колонне. Величина отверстия может составлять доли квадратного миллиметра. Интенсивность шума для данного отверстия зависит от его формы, перепада давлений и скорость потока через него.

2. Выделение интервалов перетока флюида между коллекторами за колонной или в открытом стволе скважины. Уровень шума при перетоках зависит от степени турбулизации потока и его скорости.

3. Выявление зон поглощения бурового раствора. Зоны поглощения с небольшим раскрытием каналов фиксируются большим уровнем шума, чем зоны с большим сечением каналов при равном дебите.

4. Для определения отдающих интервалов при эксплуатации скважины [9].

## 2 Геолого-геофизическая характеристика района работ.

### 2.1 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза.

Геологический разрез Повховского месторождения сложен мощной (более 3000м.) толщей осадочных терригенных пород мезо – кайнозойской и четверичной групп, подстилаемых метаморфическими и изверженными породами палеозойского возраста.

Осадочные мезозойские отложения являются объектом детального изучения, поскольку с ними связана промышленная нефтегазоносность Западно – Сибирской плиты (приложение 1).

ДОЮРСКИЕ ОБРАЗОВАНИЯ

Породы доюрских образований на Повховском месторождении ориентировочно вскрыты скважиной №105 при забое 3728 м., где были подняты черные глинистые сланцы предположительно палеозойского возраста.

ЮРСКАЯ СИСТЕМА

Отложения юрской системы в пределах Западно – Сибирской плиты пользуются повсеместным распространением и на значительной части имеют выраженное двучленное строение. Осадки нижнего и среднего отделов юры представлены континентальной толщей, а верхнего – породами преимущественно морского происхождения.

Нижний + средний отделы.

Разрез сложен частым и неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Для пород характерно присутствие обильного углистого детрита, прослоев бурых углей, конкреций и желваков сидерита. В составе толщи выделяется до 11 пластов песчаников; встречаются отпечатки листовой флоры и споро – пыльцевые комплексы нижней и средней юры. Полная толщина осадков достигает 700 м.

Верхний отдел.

Морские верхнеюрские отложения сложены аргеллитами, реже встречаются прослои глинистых алевролитов и песчаников. В аргеллитах наблюдаются включения глауконитов, битумных глин. Верхняя часть толщи литологически сложена черными, иногда бурыми битуминозными глинами. К песчаникам приурочены промышленно нефтеносный пласт Ю 1/1.

Породы содержат обильный рыбий детрит, остатки фауны, амманитов, пелиципод, фораминифер и радиолярий. Часто встречаются включения известняков , конкреций фосфоритов и обильный пирит. Последний нередко образует псевдоморфозы по органическим остаткам. Толщина верхнеюрских отложений 85 – 107 м.

МЕЛОВАЯ СИСТЕМА

Отложения меловой системы представлены непрерывным разрезом нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел.

Отложения нижнего отдела залегают согласно на верхнеюрских и представлены аргеллитами и глинами аргеллитоподобными светло – серыми до темно – серых, плотными, слюдинистыми известковистыми с прослоями алевролитов серых среднесцементированых, слюдистых, плотных с рассеянным растительным дендритом, с прослоями и линзочками алевролита серого, слюдистого.

В нижней части переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов. К песчаникам приурочен основной продуктивный горизонт БВ 8. Здесь же выделяются пласты БВ 9, БВ 10, БВ 11. В этой части разреза встречаются фораминиферы, аммаиты, пелициподы. Мощность отложений 1380 – 1560м.

Верхний отдел.

Отложения верхнего отдела залегают согласно на нижнемеловых породах и представлены плотными серыми и темно – серыми переслаивающимися с алевролитами, песчаниками и аргеллитоподобными глинами. Верхняя часть толщи сложена глинами опоковидными

переходящими в опоки с включениями глауконита и редкими конкрециями сидерита. Темно – серые почти черные глины верхнемеловых отложений распространены практически по всей территории Западно – Сибирской плиты и являются стратиграфическим и литологическим репером. Фауна иноцералов, фораминифер и радиолярий встречается в этой толщи повсеместно. Толщина верхнемеловых отложений 1030 – 1220 м.

## ПАЛЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА

В описываемом районе палеогеновые отложения представлены морскими палеоцена и эоцена, а так же континентальными отложениями олигоцена.

### ПАЛЕОЦЕН

Отложения данного возраста сложены глинами темно – серыми до черных, иногда зеленоватыми, жирными, с зеркалами скольжения, иногда алевритистыми, кремнистыми, переходящие в редкие прослои глинистых алевролитов. Встречаются прослойки глауконитового песка. В глинах также встречаются фораминиферы, радиолярии, обломки ихтео фауны. Толщина отложений 100 – 125 м.

### ЭОЦЕН

Отложения данного возраста представлены глинами серыми, жирными, алевритистыми переслаивающимися с алевролитами и песками. Породы данного возраста содержат богатый комплекс фораминифер, радиолярий, диатомовых водорослей. Мощность отложений 260 – 300 м.

### ОЛИГОЦЕН

Отложения данного возраста согласно залегают на эоценовых породах и представлены переслаиванием глин, алевритов зеленовато – серых, тонкослоистых и песков кварцево – глауконитовых тонко зернистых. Нижняя часть толщи представлена песками светло – серыми до белых, кварцевых с прослоями алевритов и глин. Встречается фауна пресноводных моллюсков,

диатомовых водорослей. Много включений угленосной древесины мощность толщи 310 – 400 м.

НЕОГЕНОВАЯ СИСТЕМА

МИОЦЕН

Отложения данного возраста представлены в подчиненном количестве глинами, алевролитами и песками. Мощность толщи 45 – 120 м. На размытой поверхности неогеновых отложений залегают породы четвертичного возраста, представленные: супесями, суглинками, песками, торфом. Мощность толщи до 30 м.

## 2.2 Основные элементы тектонического строения.

В тектоническом отношении Повховское месторождение расположено на границе Сургутского и Нижневартовского сводов и приурочено к району сложного строения, включающего крупные положительные структуры второго порядка: Больше – Котухтинское и Айкаеганское куполовидные поднятия с зонами перехода между ними. В пределах каждого из поднятий выделяются положительные структуры третьего и четвертого порядков, в частности на Айкаеганском поднятии отмечается Средне – Ватьеганская структура третьего порядка, которая в свою очередь осложнена группой мелких поднятий четвертого порядка. На востоке Средне – Ватьеганьская приподнятая зона осложнена Сардаковским локальным поднятием, а северный ее склон полого погружается в сторону Больше – Котухтинского локального поднятия, разделяясь с ним глубокой седловиной (не более 25 м). Собственно Повховское месторождение включает три эти структуры.

Формирование куполовидных поднятий связано, в свою очередь, с процессом неравномерного сжатия породы, что приводит к появлению трещиноватости. В процессе геологического преобразования породы происходит перераспределение напряжённо – деформированного состояния среды, что приводит к формированию систем трещин различных

направлений и конфигураций. Наличие трещиноватости в геосреде приводит к дополнительному поглощению энергии упругих волн и возникновению рассеянных волн на ансамблях трещин [7].

### 2.3 Нефтегазоносность

По доле нефтесодержания в поровом пространстве коллекторов месторождения приоритетное значение имеют пласты БВ8 и ЮВ1. Подчиненную роль играют залежи пластов БВ7, БВ9-10.

Продуктивные отложения толщи БВ8-10 можно рассматривать как единую гидродинамическую систему с единым водонефтяным контактом. Но конкретно по отдельным участкам и зонам выделяются экраны, расслоение пластов, замещение их глинистыми отложениями, затрудняющими вертикальную флюидопроводимость.

Залежь пласта БВ8 является пластовой литологически экранированной, ограничивается с запада, юга и востока зонами замещения коллекторов. Водяной контакт, отбивается только в северной и северо-восточных частях месторождения. Испытанием скважин ВНК нигде не подсечен. Среднестатистические отметки ВНК по ГИС: на севере – 2666 м., в районе скважины 96 – на отметке 2661, в восточной части залежи ВНК принят на отметке 2658 м.

### 2.4 Водоносность

Повховское месторождение приурочено к центральной части Западно – Сибирского артазеанского бассейна. В разрезе рассматриваемого района выделяется шесть водоносных комплексов, разделенных друг от друга регионально выдержанными водоупорами.

Первый водоносный комплекс охватывает трещиноватые породы фундамента, его кору выветривания и нижнеюрские отложения. Второй – верхнюю часть среднеюрских отложений. Третий – нижнюю часть

нижнемеловых отложений. Четвертый – верхнюю часть нижнемеловых отложений. Пятый водоносный комплекс – верхнемеловые отложения. Шестой – палеоген.

Выделенные гидрогеологические комплексы и водоупоры прослеживаются на весьма значительные расстояния вдоль всего широтного Приобья. Первый водоносный комплекс сложен преимущественно песчаниками и алевролитами с частичными прослоями аргиллитов. На Повховском месторождении максимальная скрытая толщина отложений первого водоносного комплекса 702м.

Пластовые воды продуктивного горизонта БВ8 относятся к хлоркальциевому типу. Основными компонентами воды являются ионы натрия и хлора. Минерализация составляет 16,3 мг/л.

Основные характеристики пластовой воды представлены в таблице 1:

Таблица 1 - Основные характеристики пластовой воды

| Наименование | Среднее значение |
|---|---|
| Газосодержание, м³/т | 2.87 |
| Объемный коэффициент | 1.02 |
| Вязкость, сПз | 0.38 |
| Общая минерализация, мг/л | 16.3 |
| Плотность, г/см³ | 1.008 |
| Содержание ионов, (мг/л) / (мг.экв./л): | |
| - CL | 9656/272 |
| - SO4 | Отс. |
| - HCO3 | 353,8/5,8 |
| - Ca | 818,6/40,8 |
| - Mg | Отс. |
| - Na + K | 5451/237 |

Из сказанного выше можно сделать вывод, что литологический состав горных пород Повховского месторождения, тектоника, нефте – газо – водоносность, трещиноватость способствуют образованию циркуляции флюидов, которые в свою очередь могут повлечь за собой образование дефектов вторичного типа цементного кольца обусловленных, главным образом, режимом эксплуатации продуктивных интервалов, агрессивностью изолированных пластовых вод и добываемого продукта, коррозионной стойкостью цементного камня и обсадной колонны. Некачественная изоляция продуктивных и водоносных интервалов может приводить к прорыву пластовых вод и значительному обводнению продукции, что может внести серьезные осложнения в оценку объема запасов месторождения и его последующую эксплуатацию. Таким образом, внедрение в широкое применение метода акустической шумометрии позволит повысить достоверность полученной информации о техническом состоянии скважины, что благотворно скажется на разработке месторождения и эксплуатации.

## 3 Методика работ.

### 3.1 Аппаратура метода АКЦ и акустической шумометрии .

Комплексная термошумоакустическая аппаратура ЗАС–ТШ предназначена для контроля качества цементирования обсадных колонн, выделения фильтрующих интервалов заколонного сообщения, оценки воздействия перфорации на цементное кольцо, контроля гидросвабирования, оценки характера насыщенности малопродуктивных пластов и определения возможности заколонного сообщения.

Аппаратура позволяет измерить динамические и кинематические параметры упругих волн период акустических шумов и температуру.

Область применения – технические и эксплуатационные колонны диаметром от 50 до 300 мм. разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и газ глубиной до 5000 м., в том числе оснащенных фонтанной арматурой и стандартными сальниками, имеющих наклон до 60 градусов ( для скважин с колонной диаметром 146 мм ) и до 10 градусов ( для скважин с колоннами большого диаметра ) при максимальной температуре в зоне исследований до 120 градусов и максимальном давлении до 60 Мпа.

При эксплуатации аппаратуры должны использоваться серийная каротажная станция, одножильный бронированный кабель любого типа по ГОСТ 6020-82 длиной до 6000 м и каротажный регистратор «ГЕКТОР» ГЕ-1-00-00-00 показанный на рисунке 5.

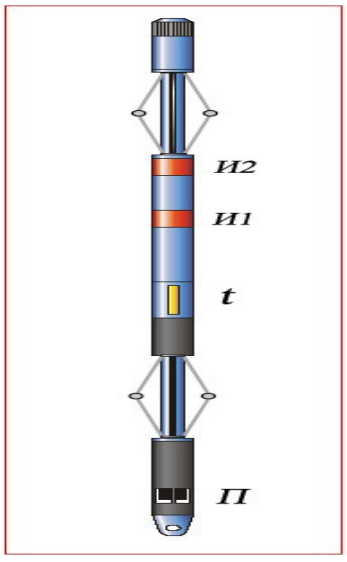



Рисунок 5 - Регистратор «ГЕКТОР».

Регистрация волнового пакета, спектра шумов, температуры производится регистратором «ГЕКТОР», который является специализированным устройством цифровой записи данных поступающих от скважинного прибора в память бортового компьютера для оцифровки и записи на жесткий диск компьютера в функции глубины [10].

## 3.2 Исследования скважин методом акустической цементометрии. Предпосылки определения заколонного сообщения жидкости и организация работ при исследованиях под давлением.

1. Затрубные перетоки происходят под действием некоторого перепада давления. Поэтому для выделения интервалов затрубных перетоков необходимо создать перепад давления между интервалом перфорации и затрубным пространством вне него. В этом случае при наличии сообщающихся дефектов цементного кольца возникает вертикальный поток жидкости в затрубном пространстве, как правило, неравномерный по кольцевому сечению затрубного пространства вследствие его неоднородности по проницаемости. Под действием определенной деформации цементного кольца и колонны возникают радиальные градиенты давлений между колонной, цементным кольцом и стенкой скважины, которые создают вертикальный неравномерный поток, что приводит к изменению величины соответствующих кольцевых зазоров. Задача, следовательно, сводится к выделению таких деформаций, которые однозначно характеризуют наличие перетока в затрубном пространстве.

2. Акустический цементомер обладает высокой чувствительностью к малым кольцевым зазорам между обсадной колонной и цементным кольцом. Поэтому изменение диаметра цементного кольца или колонны под действием давления, и, соответственно, изменение кольцевого зазора может быть определено по результатам измерения амплитуд продольной волны по колонне в период действия перепада давления при условии, что между

пластами, перфорированным и водоносным неперфорированным, нет гидродинамического равновесия. При этом уменьшение зазора сопровождается уменьшением амплитуд продольных волн по колонне и наоборот, увеличение зазора – увеличением амплитуд.

3. Вследствие значительной разницы между прочностью металлической колонны и цементного камня, при определенных условиях, деформации цементного кольца могут значительно (на порядок и более) превышать деформацию обсадной колонны. Величины деформаций колонны и цементного кольца под действием давления могут быть рассчитаны по формуле 4:

$$U = \frac{\Delta P D^2}{4Et}, \qquad (4)$$

где:

ΔP - перепад давления на стенке колонны или цементного кольца толщиной t,

D - Средний диаметр колонны или цементного кольца,

E - Модуль Юнга материала колонны или цементного кольца.

4. Деформации цементного кольца, характеризующие движение жидкости в затрубном пространстве при повышении давления в перфорированной колонне, имеют следующие особенности:

а) При возникновении радиального градиента давления по каналам на контакте цемент – колонна возникает переток, направленный от колонны к стенке скважины и приводящий к увеличению кольцевого зазора между цементом и колонной. Амплитуды **Ак** при этом возрастают.

б) При создании радиального градиента давления по каналам на контакте цемент – стенка скважины возникает переток, направленный к стенкам колонны. При этом в связи с ограниченной проницаемостью цементного камня кольцевые зазоры и характеризующие их амплитуды **Ак** изменяются в зависимости от времени действия перепада давления.

в) При перетоке по каналам внутри цемента, который возникает из-за радиального градиента давления, его направление зависит от положения каналов. Изменение амплитуд происходит по типу а) или б).

5. Радиальные градиенты давлений, действующих непосредственно на цементное кольцо, практически не создаются в интервалах, не сообщающихся по затрубному пространству с внутренней полостью обсадной колонны, или в неперфорированных скважинах. В этом случае повышение давления в колонне приводит только к некоторому увеличению диаметра колонны, зазор уменьшается – амплитуды Ак также уменьшаются.

6. Повышение давления в перфорированной колонне и движение жидкости в затрубном пространстве связаны следующим образом:

- За счет возникающего перепада давления внутри и вне колонны увеличивается ее диаметр
- При восстановлении равенства давлений диаметры колонны и цементного кольца становятся равными первоначальному значению, чаще же деформированный цемент, не восстанавливается из-за своих упругих свойств.

7. Исходя из п.п. 4, 5 необходимым условием для предпосылок выявления наличия затрубного движения является относительное увеличение амплитуд $А_к$ при действии в колонне повышенного давления, причем это увеличение возможно в любой момент процесса повышения давления. Поэтому для определения затрубного движения необходима регистрация изменения амплитуд $\mathbf{А_к}$ во времени процесса повышения давления при неподвижном приборе в точке исследования.

Таким образом, основная информация о местоположении интервалов затрубного движения может быть получена на основе сравнения величин амплитуд при нормальном и повышенном давлении. Эти величины можно получить по двум непрерывным замерам, проведенным в интервале

исследования при различных давлениях. Уточнение границ установленного интервала затрубного движения, а также более детальное изучение условий этого движения возможно на основе графиков амплитуд $\mathbf{A_к}$ во времени действия измененного давления, то есть при точечных исследованиях.

8. Наиболее типичные графики изменения амплитуд по $\mathbf{A_к}$ во времени изменения процесса давления, характеризующее различное известное состояние изоляции затрубного пространства, приведены на рисунке 6.

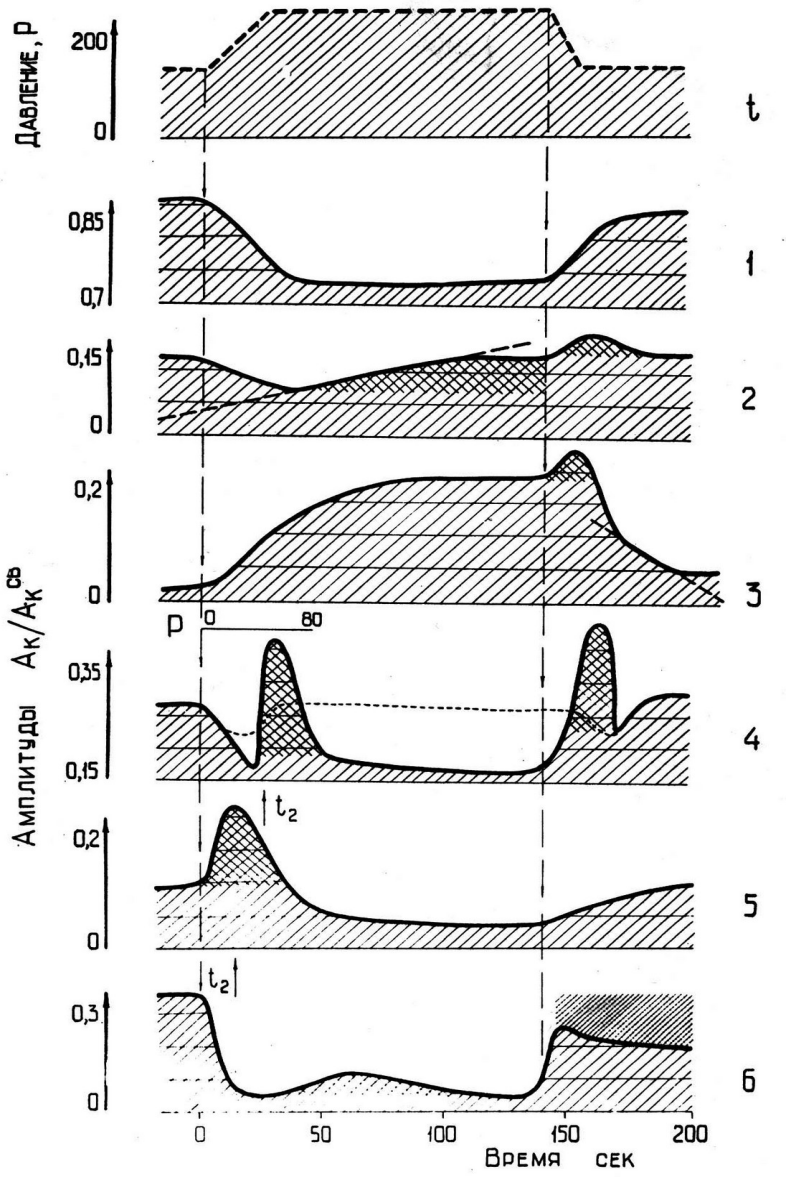
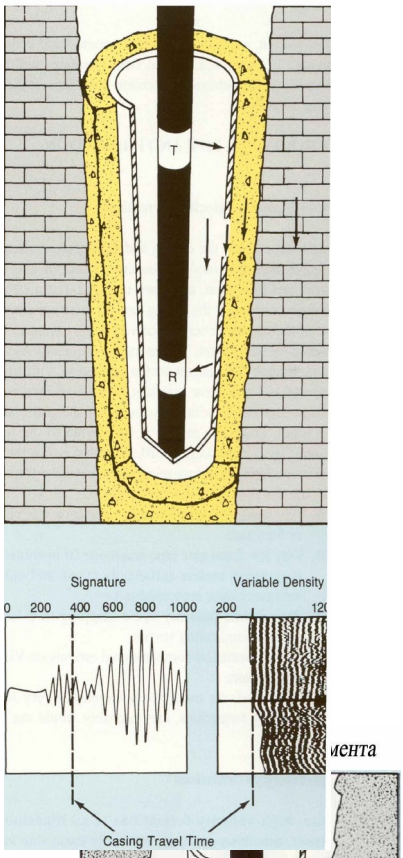



Рисунок 6 - Основные виды графиков амплитуд.

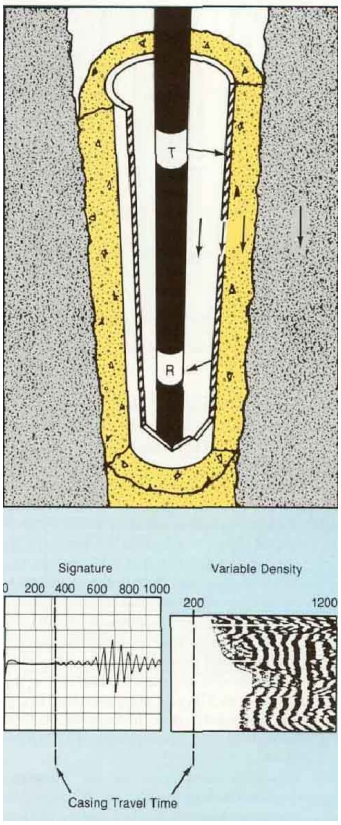
Основные виды графиков амплитуд по времени действия повышенного давления (левые части графиков) и после его сброса (правые части графиков)

при различном состоянии изоляции изучаемого участка от интервала перфорации: **1-** изоляция полная; **2-** изоляция нарушена по контакту цемент-порода или по внутренним каналам; **3-** изоляция нарушена по контакту цемент-колонна; **4-** изоляция нарушается импульсами, при определенном давлении интервал пропускает жидкость по контакту цемент-колонна (двойная штриховка); **5** и **6** – изоляция соответственно может нарушаться при малом действующем давлении или при малом расходе жидкости.

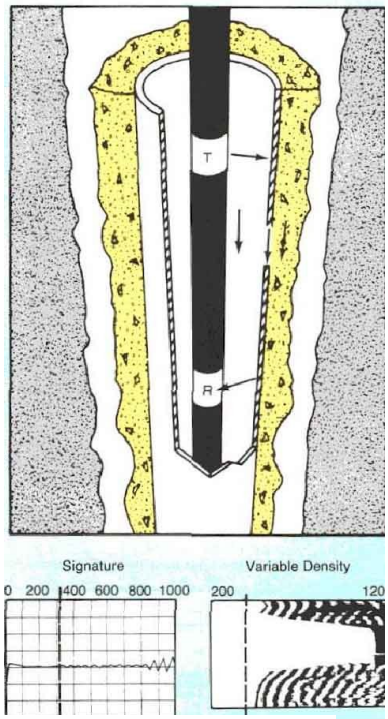
*а) пример хорошего качества цементирования в выскоскоростном разрезе.*



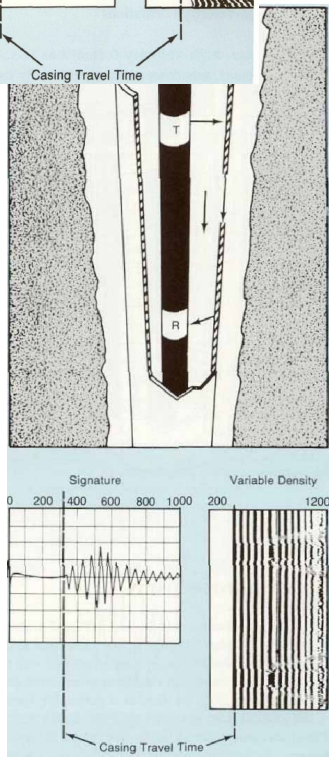

*б)пример хорошего качесества цементирования в низкоскоростном разрезе*




*в)Пример хорошего контакта цемент-колонна и отсутствие контакта цемент-порода*




*ента*




*д)Пример частичного цементажа*

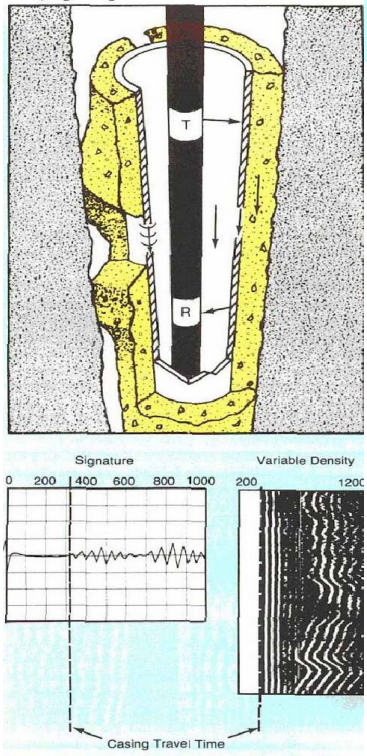


Рисунок 7 - Примеры качества цементирования.

9. Сброс давления после начального его повышения и достижения нового динамического равновесия (правые ветви графиков) имитирует режим освоения и позволяет уточнить, а иногда и расширить интервалы установленного затрубного движения. При сбросе повышенного давления деформация цементного кольца в интервалах движения происходит замедленно относительно деформации колонны. Это замедление определяется проницаемостью затрубного пространства и цементного кольца.

10. Замедленное восстановление амплитуд $\mathbf{A_к}$ за счет радиальной фильтрации жидкости через цементное кольцо в сторону колонны наблюдается не только при повышении давления, но и при сбросе давления.

Используя аналогию процесса радиальной фильтрации $Q=f(\Delta P)$ и процесса наблюдаемого изменения кольцевого зазора $\Delta\mathbf{A_к} = f(\Delta P,\Delta t)$, можно в уравнении радиальной фильтрации $Q=2\pi K_{пр}\Delta P K_c$ заменить неизвестное отношение $Q/\Delta P$ на определенную скорость изменения амплитуд $\Delta\mathbf{A_к}/\Delta t$,

($\Delta t$ - время восстановления) и вычислить коэффициент проницаемости цементного кольца (определив остальные коэффициенты уравнения в условиях, где параметры фильтрации известны, например, в интервале перфорации).

11. Практика скважинных исследований по описанному способу показывает, что наиболее распространенными графиками изменения амплитуд $\mathbf{A_к}$ в перфорированных скважинах являются графики 1, 3 (рисунок 6), характеризующие условия по п.п. 4.4. «а», 4.5. Поэтому основная информация о местоположении интервалов затрубного движения может быть получена на основе сравнения величин амплитуд при нормальном и повышенном давлении. Эти величины можно получить по двум непрерывным замерам, проведенным в интервале исследования при различных давлениях. Уточнение границ установленного интервала

затрубного движения, а также более детальное изучение условий этого движения возможно на основе графиков амплитуд $\mathbf{A_к}$ во времени действия измененного давления, то есть при точечных исследованиях.

12. Интервал исследования при задаваемом изменении давления определяется в соответствии с промыслово-геологическими условиями. Обычно это интервал между перфорацией и ближайшими проницаемыми пластами. В перфорированных скважинах – интервал предполагаемой ремонтной изоляции. При необходимости определить негерметичность колонны исследуется весь интервал цементирования.

13. Задаваемые давления определяются типом скважины и ее приемистостью, и не должны быть больше допустимых для труб, используемых в данной скважине. Средние величины обычно составляют 6-8 МПа. Минимально допустимые – около 2 МПа.

Режим давления:

а) при непрерывных исследованиях – поддержание выбранного повышенного давления постоянным по устьевому манометру в течение всего времени записи.

б) при точечных исследованиях – повышение давления до выбранной величины, поддержание его постоянным в течение 2-5 мин., резкий сброс до нуля. Весь цикл изменения давления сопровождается непрерывной записью волновых акустических картин.

14. В целом порядок операций при исследовании перфорированных скважин следующий:

- Производится контрольная запись в выбранном интервале исследования при нормальном давлении
- Затем прибор опускается ниже выбранного интервала исследования, устье уплотняется сальником, после чего создается соответствующее давление внутри колонны

- Производится повторная запись в выбранном интервале исследования при повышенном давлении, по сравнению полученного замера с контрольным, выделяется интервал заколонного сообщения жидкости (по повышению амплитуды $\mathbf{A_к}$)

- Для оценки остаточных деформаций цементного кольца производит замер по стволу скважины в интервале исследования и сравнивают его с контрольной.

15. При необходимости определения мест негерметичности колонны, измерения производят непрерывно по стволу в интервале предполагаемого нарушения при давлении опрессовки. Полученную запись сравнивают с контрольной.

### 3.3 Методика исследования скважин акустическим шумомером.

При определении интервалов негерметичности прибор опускается в исследуемый интервал скважины, устье закрывается сальником и производится замер по стволу при давлении порядка 50-80 кгс/см$^2$. В случае большой приемистости замер может быть произведен при давлении 20-30 кгс/см$^2$.

Локальное увеличение шумового сигнала в 15-20 раз относительно фонового достоверно указывает на нарушение колонны, при этом контрольного замера (без давления ) не требуется.

В случае меньших аномалий (в 3-10 раз больше фона) необходим контрольный замер в соответствующем интервале без давления. При этом, если сигнал при давлении более, чем в 3 раза превышает сигнал без давления, имеется негерметичность колонны или поток жидкости в заколонном пространстве. Меньшее превышение может быть связано с шумами движения и шероховатостью колонны.

При определении герметичности изоляционного моста необходимо провести запись графика сигнала прибором, остановленным над мостом, в процессе повышения давления в скважине.

При получении слабых аномалий и аномалий на муфтовых соединениях производится проверка путем записи графика сигнала непосредственно в интервале муфты в процессе повышения давления в скважине (для исключения влияния от шумов движения).

Возможно совмещение процесса исследования и производственного (например, ремонтно-изоляционной заливки). В этом случае удается определить интервал негерметичности колонны и интервалы фактической закачки тампонажного раствора.

Применение индикатора шума позволяет повысить достоверность определения интервалов заколонных перетоков. Исследование комплексом АКЦ и индикатор шума позволяют выделить те из интервалов негерметичности колонны, которые обладают наибольшей приемистостью (притоком).

Анализ шумов в скважинах (таблица 2) показывает, что амплитуды большинства из них (группа II) меньше шумов движения, однако при этом отмечается, что меньше шумов движения могут быть в некоторых случаях и полезные шумы (группа III), что затрудняет их выделение [8].

Таблица 2 - Относительные амплитуды различных шумов(в условных единицах).

| | Тип центраторов<br>Источник шума | Фонарные обрезиненные | Рычажно - колесные |
|---|---|---|---|
| I | Движение центраторов | 1,0 | 0,2 - 0,35 |
| II | Внутриколонный вертикальный поток | 0,07 – 0,3 | 0,2 –0,9 |
| | Поток отекания приемника | 0,03 – 0,05 | 0,1 – 0,15 |
| | Внутриколонный поток в интервале перфорации | 0,1 – 0,4 | 0,3 – 1,2 |
| III | Поток в локальной негерметичности | 0,8 – 30,0 | 2,0 – 60,0 |
| | | 0,05 – 0,2 | 0,15 – 0,6 |
| | Заколонный поток | 0,5 – 2,0 | 1,0 – 4,0 |

### 3.4 Интерпретация данных комплекса АКЦ.

Методической основой при интерпретации данных АКЦ служит поиск корреляционных связей между дефектами технического состояния и аномальными значениями акустического поля. В частности, одной из главных основ интерпретации служит наличие зависимости между логарифмом амплитуды первого вступления и процентным соотношением несцементированного затрубного пространства.

Основными интерпретационными параметрами являются коэффициент затухания по колонне $\alpha$к и время волны по породе $\Delta$Тр. Вспомогательными (индикаторными) параметрами являются коэффициенты ослабления – d1,2k и время прихода первого вступления Т1,2 (Тк). Критериями оценки качества цементирования по параметру $\alpha$к являются граничные значения:

- 3-4 дб/м для свободной колонны, 25 дб/м для зацементированной колонны. С привлечением индикаторных параметров удается оценить качество цементирования в 4 градациях – удовлетворительное, пониженное, низкое и очень низкое.

Амплитуда волны по колонне - этот параметр также связывается с процентным заполнением цементом затрубного пространства, но в отличие от вышеприведенных зависимостей – является линейной в логарифмическом масштабе.

Амплитуда настраивается на конкретную колонну (диаметр, вес, толщина), учитывается свойство жидкости в скважине, и далее оперируют обобщенным параметром – индекс цементации, как отношение амплитуды текущей к амплитуде в зацементированной колонне. Обычно граничным значением выбирается величина 0,8-0,75 (индекс цементации изменяется от 0 до 1).

Отличие оценок качества цементирования от принятых обусловлено более высокой чувствительностью к дефектам цементного кольца и состоит в некотором увеличении критического значения амплитуд $\mathbf{A_к}$,

характеризующих «хороший» контакт цемента с колонной (до 0,01 от максимальных значений). Кроме того, несколько изменяются понятия «частичного» и «плохого» контакта цемента с колонной. Так, по диаграмме АКЦ - 36 последнюю градацию могут попасть отдельные интервалы, характеризующиеся по АКЦ – 4 хорошим контактом цемента с колонной, если они имеют вертикально-слоистое распределения цемента с расстоянием между слоями цемента порядка 1м. В случаях бездефектного цементного кольца и больших объемных дефектов изменение критериев интерпретации несущественно.

Амплитуды $A_p$ служат для исключения ошибок за счет неточной установки окна регистрации на начало продольной волны по колонне. В связи с этим $\mathbf{A_к}$ и $\mathbf{A_р}$ в интервалах больших амплитуд практически дублируют друг друга. В интервалах амплитуд $\mathbf{A_к=0}$ , амплитуды $\mathbf{A_р}$ служат для контроля уровня фиксации и могут быть использованы для оценки качества записи времени $\mathbf{t_р}$ и приближенной оценки амплитуд регистрации качества волн.

Времена $t_p$ используются для привязки диаграмм к глубинам по характерным границам геолого-технического разреза в зацементированном интервале и для определения типов волн, регистрируемых на различных участках. Кроме того, характерные изменения диаграммы $\mathbf{t_р}$ позволяют контролировать качество центрирования скважинного прибора в колонне Амплитуды $\mathbf{A_р}$ регистрируются на обычных характерных для данного разреза временах и имеют большие величины (порядка 0,1 – 0,3 от амплитуды в свободной колонне), что указывает на наличие жесткого контакта с стенкой скважины. Большие $\mathbf{A_р}$ на временах меньших, чем характерные для данного терригенного разреза, могут быть связаны с ослабленным контактом с стенкой скважины.

Характерным и достаточным признаком наличия сообщаемости в интервале исследования является относительное возрастание амплитуды $\mathbf{A_к}$ в

любой момент действия повышенного давления в скважине (диаграмма1.Результаты обработки АКЦ).

При детальной оценки изоляции по исследованиям под давлением, кроме выделения сообщающих интервалов, может оцениваться:

- Тип дефектов цементного кольца. Объемно-контактные – по наличию, а преимущественно объемные – по отсутствию изменений кольцевого зазора при воздействии давления
- Порядок величин, характеризующих вертикально-радиальную проницаемость заколонного пространства. Приближенная оценка производиться по временам восстановления амплитуд, характеризующих заколонную фильтрацию после восстановления давления внутри колонны.

Уточнение критериев интерпретации при общей оценке качества цементирования производиться на основе сопоставления диаграмм АКЦ и стандартных методов контроля в различных условиях изучаемого района.

Интерпретация метода шумометрии сводится к анализу диаграмм записанных непрерывно и по точкам. Характерным признаком зон перетоков можно считать превышение уровня шумов от фонового в несколько раз на непрерывных записях, а по точкам появляется характерная аномалия на притоке в отличие от фонового. Если техническое состояние скважины удовлетворительно то «шуметь» будет только интервал перфорации.

Необходимо отметить, что вся интерпретация материалов АКЦ производится программными комплексами «ГЕКТОР» и «Geophysics office».

## 4. Результаты исследований, полученные по данным комплекса АКЦ.

В дипломной работе приводятся результаты, полученные в процессе интерпретации комплекса методов АКЦ.

Скважина №1857 площадь Повховская. При интерпретации получены следующие результаты : воронка НКТ на глубине 1515,0 м, текущий забой на глубине 2923, 0 м, интервалы негерметичности и затрубной циркуляции не выявлены. Об интервале затрубной циркуляции флюидов здесь можно судить только по косвенным признакам, а именно аномальные значения ГК на глинистых породах, 95 % суммарного потока приходятся на верхний интервал перфорации. Работающие интервалы 2880,0 – 2885,0 м (95%) , 2898,8 – 2900,6 (5%). Общий расход 15,3 $м^3$/сут

На диаграмме «Исходные замеры и результаты обработки АКЦ» показано техническое состояние скважины действующего фонда. При её интерпретации получены следующие результаты, что в интервале исследований 2790,0 – 2925,0 м выявлен интервал заколонной фильтрации жидкости 2855,0 – 2880,0 м. По традиционному комплексу методов его выявить не удалось. Это связанно с тем что температурные аномалии, вызванные заколонным перетоком сверху часто экранируются восходящим потоком жидкости. О том, что это заколонная фильтрация, а не заколонный переток говорит тот факт, что выделить её удалось только по средним и высоким частотам по точкам на притоке.

Герметичность данной скважины в основном пониженная по всем режимам (фон, компрессирование, приток), в некоторых местах очень низкая (значения $А_к$ принимают максимальные значения). Контакт колонна – цемент в основном сплошной на отдельных участках частичный или отсутствует вообще. Картина ФКД достаточно яркая, что говорит не о самом хорошем цементе данной скважины (энергия волны практически не уходит по цементу в породу, а идет по колонне).

Скважина № 1338 куст № 55 площадь Повховская.

При обработке ФКД выяснилось полное отсутствие сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной во всем интервале детальных исследований. Это видно по времени прихода волны (красная кривая на ФКД), которое соответствует свободной (“звенящей”) колонне, на ФКД четко отмечаются муфты колонны, а кривые Ак на планшете имеют максимальную амплитуду и уменьшаются только на муфтах. Обычно при компрессировании ( создании репрессии на пласт ) происходит “раздутие” колонны и улучшение качества сцепления цем.камня с колонной. В наше случае этого не происходит. Более того, амплитуда кривых Ак ( на планшете А1) при компрессировании и на притоке увеличивается, т.е. ни о каком хорошем цементаже речь не идет.

По непрерывной шумометрии наблюдается рост амплитуды шумов по кривым СЧ1, СЧ2,ВЧ в интервале 2735 – 2783м. при компрессировании и на притоке.

Точечная шумометрия по всем частотам показывает рост амплитуды шумов ниже и выше интервала перфорации, причем максимальные значения шумов наблюдаются в интервалах предполагаемого заколонного движения жидкости. Большие амплитуды точечного шумомера НЧ и СЧ1 на притоке выше интервалов перетока свидетельствуют о движении жидкости в колонне к устью скважины (скв. работает нефтью с газом и водой, поэтому возникают сложные потоки и т.д.).

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о наличии перетоков в интервалах 2735,0 – 2758,0м и 2773,2 – 2783,0м.

Рассмотрим результаты исследований, проведенных методом АКЦ аппаратурой волнового акустического каротажа ЗАС-ТШ-36 по скважине №4207 площадь Ватьеганская. Воронка НКТ на глубине 2244,6м.,которая выделяется по кривой Т1 на ФКД1 уменьшением времени вступления волны при входе прибора в воронку НКТ.

Фоновый замер: По результатам исследования получена диаграмма ФКД, из которой в результате обработки получены кривые Т1 (закачка, фон). По колонке сцепления выделяются участки с некачественным сцеплением, это интервалы 2247,8-2249,9 м; 2264,5-2266,3 м;2301,4-2306,8 м;2309,2-2311,3 м;2323,2-2325,3 м;2350,2-2351,0 м в которых плохое сцепление чередуется с частичным. В остальных интервалах регистрируются акустические свойства породы. Такое поведение ФКД свидетельствует о качественном цементировании. По диаграмме выделяются муфтовые соединения обсадной колонны на глубинах 2246,6 м, 2257,3 м, 2267,5 м, 2307,8 м, 2328,8 м.

Замер под закачкой: В результате обработки данных исследований под закачкой выявлено следующее:

- в интервале глубин 2245-2272 м произошло падение амплитуды волны по колонне, что свидетельствует о хорошей изоляции данного интервала;

- в интервалах 2300-2314 м., 2316-2328 м. произошло незначительное увеличение амплитуды волны по колонне, вызванное увеличением кольцевого зазора между цементом и колонной, что может привести к перетокам по каналам цемент-колонна;

- в интервале 2329,5-2343 м. произошло значительно увеличение волны по колонне в результате раскрывшегося под давлением кольцевого зазора между цементом и колонной, что привело к перетокам жидкости в данном интервале: последнее подтверждается отрицательной аномалией температуры в данном интервале.

По данным проведенных исследований выделяются два интервала негерметичности обсадной колонны 2300-2312 м. и 2317-2328 м. Интервал 2329-2343 м. выделяется как негерметичный, переточный интервал с большим кольцевым зазором, образующимся под давлением.

Скважина № 3171 куст № 2 площадь Повховская.

По результатам обработки ФКД выяснилось следущее: в инервале 2919,5 – 2936,9м. качество цементной заливки падает. Причем на режиме

компрессирования ( репрессии) и притока (депрессии) качество сцепления цементного камня с колонной ухудшается, это видно по возрастанию амплитуды кривой Ак ( амплитуда волны по колонне) – (см. картинку шумометрии).

Принято считать, что для кривых с частотными окнами НЧ, СЧ1, СЧ2, ВЧ характерно:

До 0,5 кГц – шум прибора при движении;

0,5 – 1,0
1,0 – 2,0 } переток

2,0 – 5,0 кГц – фильтрация жидкости;

> 5, 0 кГц – движение по зазорам.

Из диаграммы видно, что в данном случае присутствуют все виды заколонного движения жидкости. Пики на кривых точечного шумомера указывают на изменение скорости потока, связанное наличием сужений на глинистых пропластках и в интервалах наличия (отсутствия) цементного камня и его характера сцепления с колонной и породой. По результатам обработки выявлен внутрипластовый переток в интервале 2922,0 – 2937,0м.

Наличие аномалии ГК и хорошего качества цементажа в интервале 2892,0 – 2913,0м. обусловлено присутствием битуминозных глин Баженовской свиты с повышенным естественным гамма – фоном.

По результатам этих исследований было дано заключение о наличии перетока.

Скважина № 2189 куст № 69 площадь Повховская**.**

Диаметр обсадной колонны – 146мм, внутренний диаметр – 129мм. Текущий забой – 2956м, воронка НКТ – 1512м, наружный диаметр НКТ – 73мм (2,5 дюйма). Интервал перфорации 2917,2 - 2922,0м. Вскрыт продуктивный пласт БВ8. Интервалы перфорации:

2909.0 - 2911.0; 2914.0 - 2917.6; 2919.0 - 2926.0

По данным АКЦ наблюдается ухудшение сцепления цементного камня с колонной на притоке  на депрессии в интервале 2894 – 2909м. При записи непрерывной шумометрии на средних и высоких частотах СЧ2 и ВЧ на притоке отмечается возрастание амплитуды шумов выше перфорации на глубине 2893 – 2909м., что свидетельствует о движении жидкости за колонной. Максимальные амплитуды связаны с наличием препятствий на пути движения в виде разбухших глинистых пропластков и связанных с ними сужений, неоднородности и наличия цементного камня за колонной,  и т.д.

Точечная шумометрия так же показывает на наличие движения за колонной жидкости выше интервала перфорации, причем граница ЗКЦ отбивается по средним и высоким частотам СЧ2 и ВЧ. Высокая амплитуда по НЧ И СЧ1 выше перетока говорит о сильном движении жидкости в колонне ( идет приток из пласта), т.к. скважина высокодебитная. На основании этих данных можно сделать заключение о наличии заколонного перетока вверх в интервале 2893,0 – 2909,0м.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломной работе была достигнута поставленная цель, связанная с контролем технического состояния скважин. Были определены места нарушений герметичности обсадной колонны и забоя скважин, а также выявлены межпластовые заколонные перетоки.

Для достижения цели необходимо было ознакомиться с физико - геологическими основами методов акустического контроля цементирования и шумометрии, рассмотреть основные характеристики технического состояния обсаженных скважин и проанализировать методику исследования скважин акустическими методами.

При контроле за разработкой определенных скважин Повховского месторождения акустическими методами были получены следующие результаты:

Скважина № 1857.

В интервале исследований 2790,0 – 2925,0 м выявлен интервал заколонной фильтрации жидкости 2855,0 – 2880,0 м Герметичность данной скважины в основном пониженная по всем режимам (фон, компрессирование, приток), в некоторых местах очень низкая (значения Ак принимают максимальные значения). Контакт колонна – цемент в основном сплошной на отдельных участках частичный или отсутствует вообще. Картина ФКД достаточно яркая, что говорит не о самом хорошем цементе данной скважины.

В скважине № 1338 при обработке ФКД выяснилось полное отсутствие сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной во всем интервале детальных исследований. Наличии перетоков в интервалах 2735,0 – 2758,0м и 2773,2 – 2783,0м.

На скважине № 4207 по данным проведенных исследований выделяются два интервала негерметичности обсадной колонны 2300-2312 м и 2317-2328 м. Интервал 2329-2343 м выделяется как негерметичный,

переточный интервал с большим кольцевым зазором, образующимся под давлением.

На скважине № 3171 по результатам обработки ФКД в интервале 2919,5 – 2936,9м присутствуют все виды заколонного движения жидкости.

На скважине № 2189 по данным АКЦ наблюдается ухудшение сцепления цементного камня с колонной на притоке на депрессии в интервале 2894 – 2909м. Точечная шумометрия так же показывает на наличие движения за колонной жидкости выше интервала перфорации. Наличии заколонного перетока вверх в интервале 2893,0 – 2909,0м.

Таким образом в дипломной работе была показана эффективность применения комплекса АКЦ+Ш вместе со стандартным комплексом методов по исследованию скважин с компрессированием при решении задачи выявления заколонной циркуляции флюидов.

# СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Валиуллин, Р.А. Методические рекомендации по термическим исследованиям скважин. / Р.А. Валиуллин. Уфа,1989г.

2 Валиуллин, Р.А. Термометрия в комплексе с другими геофизическими методами для диагностики нефтяных пластов и скважин. / Р.А. Валуллин. Уфа,1998г.

3 Дияшев, Р.Н. Совместная разработка нефтяных пластов. / Р.Н. Дияшев. Москва, Недра 1984г.

4 Карус, Е.В., Кузнецов, О.Л. Акустический каротаж обсаженных скважин / Е.В. Карус, О.Л. Кузнецов. Изв . АН СССР. Сер. Физика Земли. М. : Наука .1975 . №4.

5 Козяр,В.Ф. , Белоконь, Д.В. , Козяр, Н.В. , Смирнов Н.А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития (Обзор отечественных и зарубежных источников информации) / В.Ф.Козяр, Д.В.Белоконь, Н.В.Козяр. НТВ «Каротажник» . Тверь : ГЕРС. 2000г. Вып.63.

6 Козяр, В.Ф., Ручкин, А.В., Синьков, Т.Ф. Состояние и пути повышения эффективности использования данных ГИС при выделении продуктивных пластов и подсчета запасов нефти и газа в организациях бывшего Мингео СССР/ В.Ф.Козяр, А.В.Ручкин, Т.Ф.Синьков. Обзор . Сер . Развед . геофизика.Тверь : НПГП «ГЕРС»,1992г.

7 Курьянов, Ю.А., Кокшаров, В.З., Чиркин, И.А., Смирнов, М.Ю. Трещиноватость геосреды и её изучение сейсмическими методами. / Ю.А.Курьянов, В.З.Кокшаров, И.А.Чиркин, М.Ю.Смирнов. Геофизика. Специальный выпуск. 2004г.

8 Методическое руководство по применению аппаратуры акустического контроля цементирования «ЗАС – ТШ - 36».1989г.

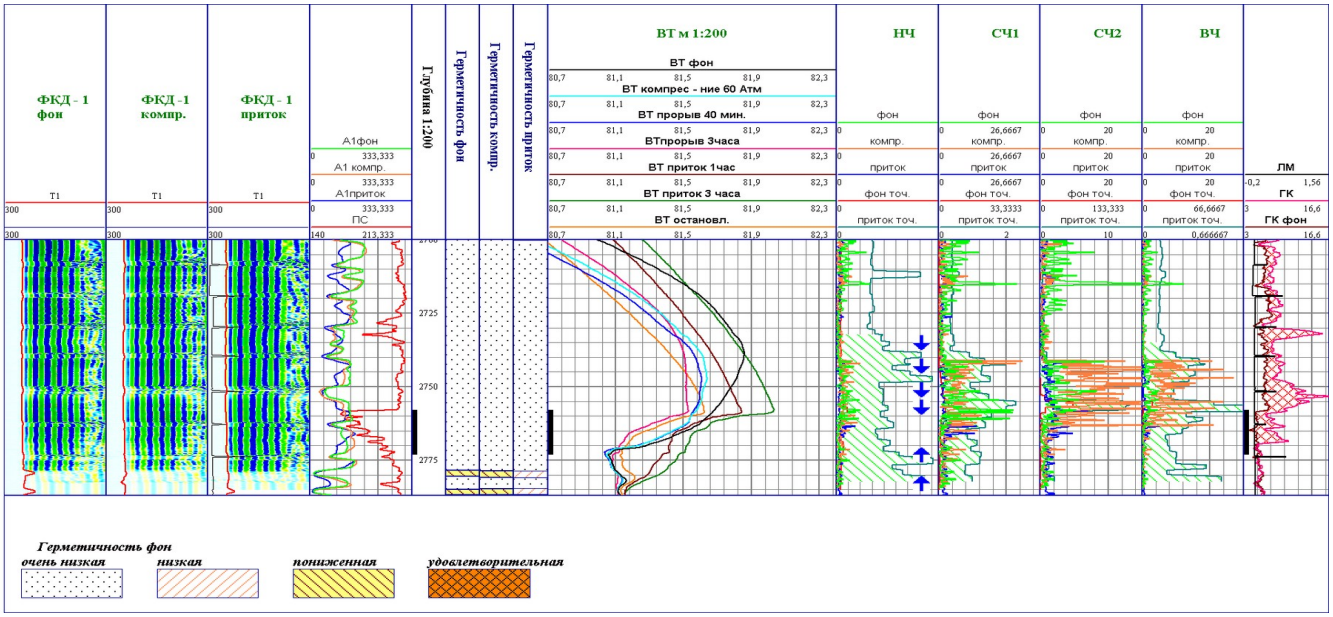
9 Методическое руководство по производству скважинных исследований и интерпретации данных АКЦ.2002г.

10 Техническое описание и инструкция по эксплуатации аппаратуры акустического каротажа «ЗАС – ТШ - 36».2000г.

Графические приложения результатов шумоакустических исследований:

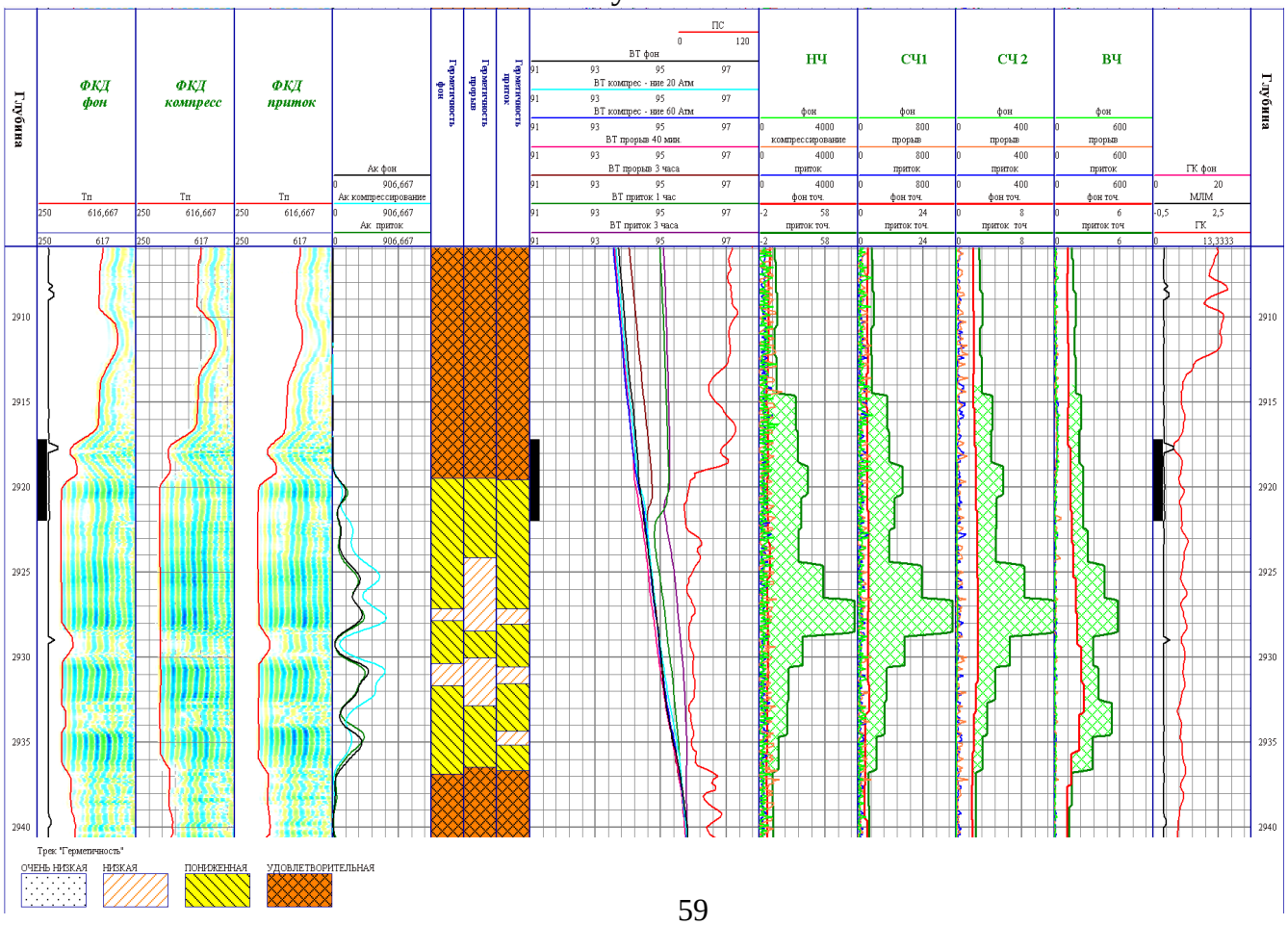
Приложение 3

Скв. №1338 куст № 55 пл. Повховская



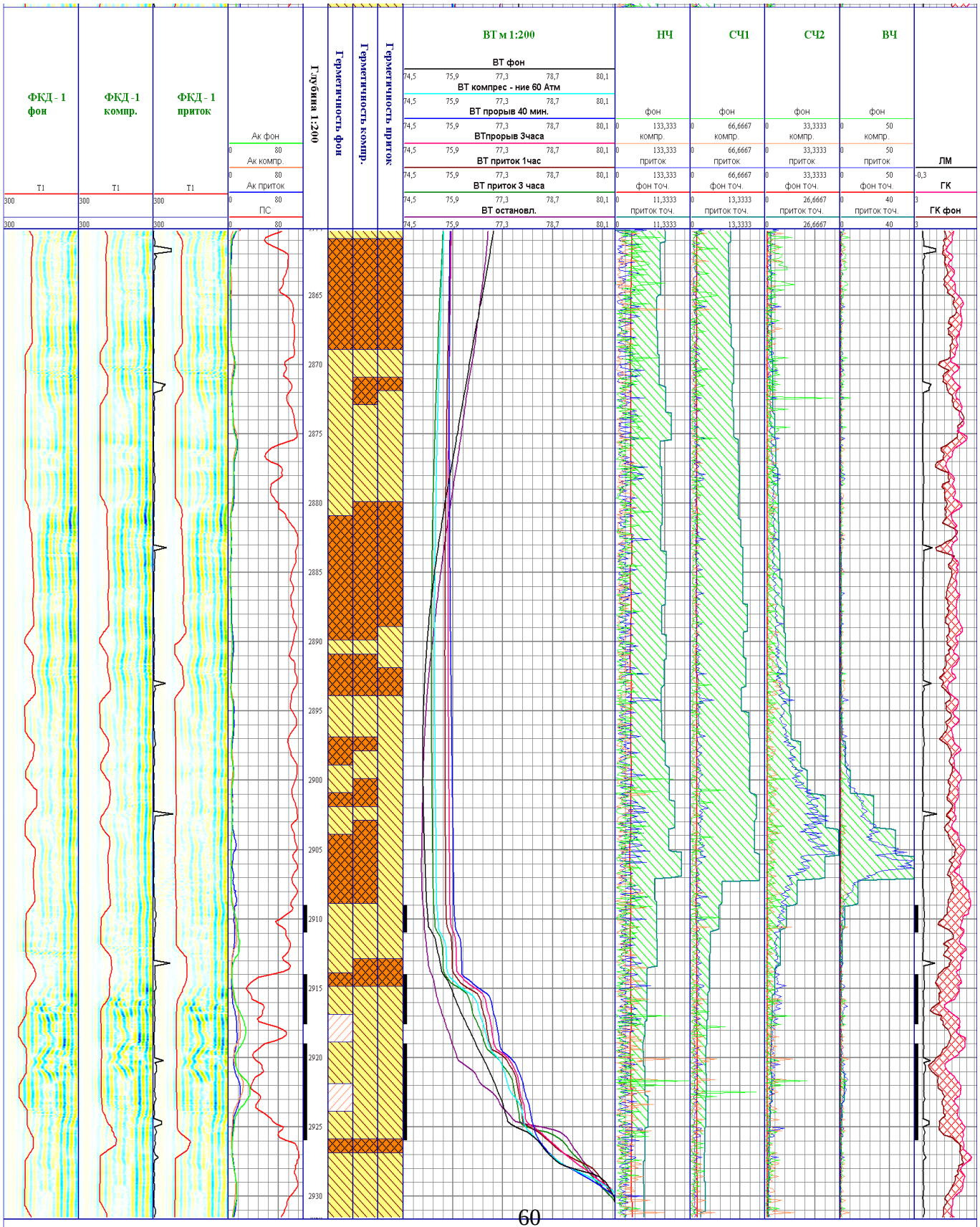

Приложение 5

Скв. №3171 куст № 2 пл. Повховская.



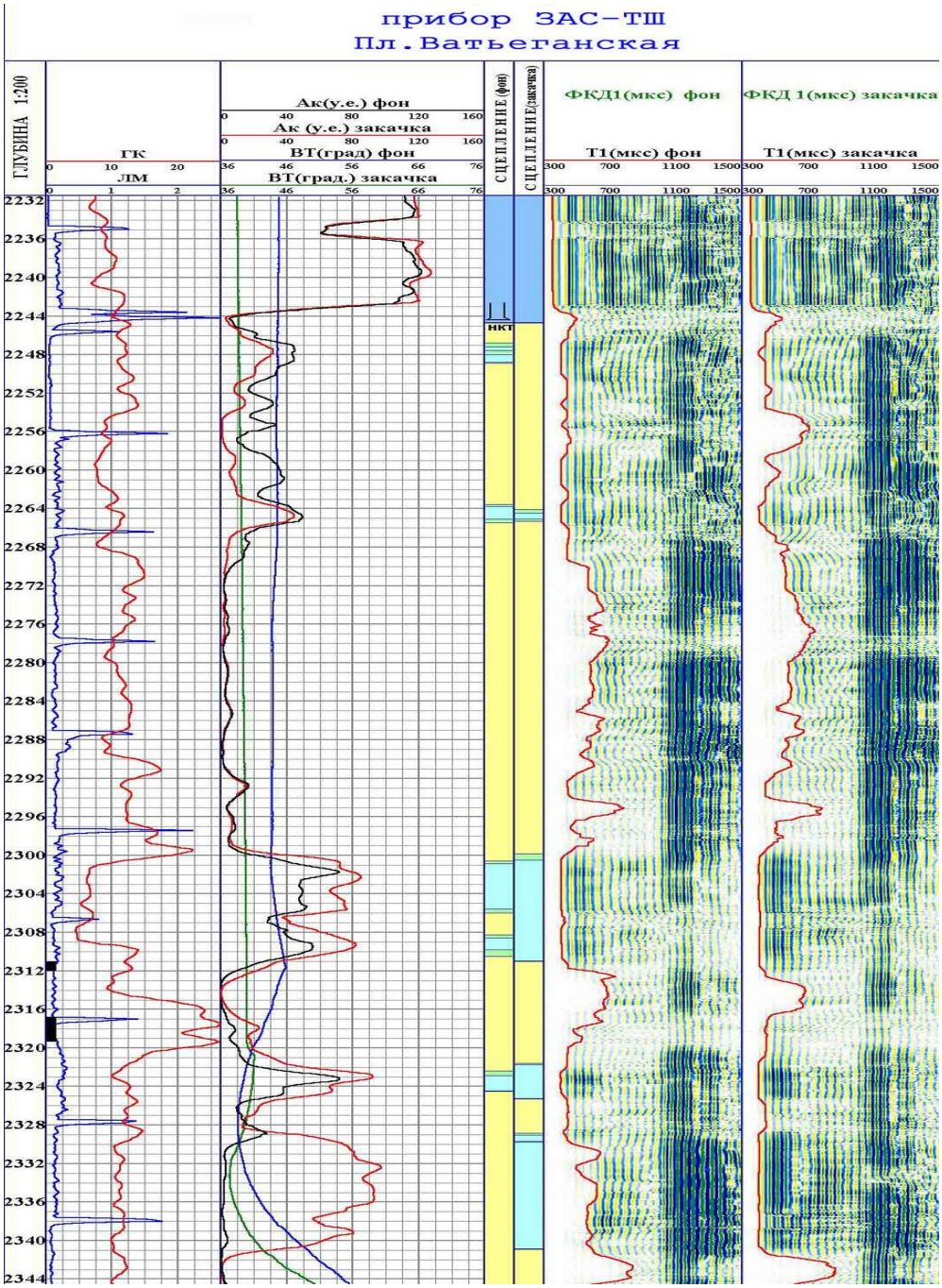
Приложение 6

Скв. №2189 куст № 69 пл. Повховская.



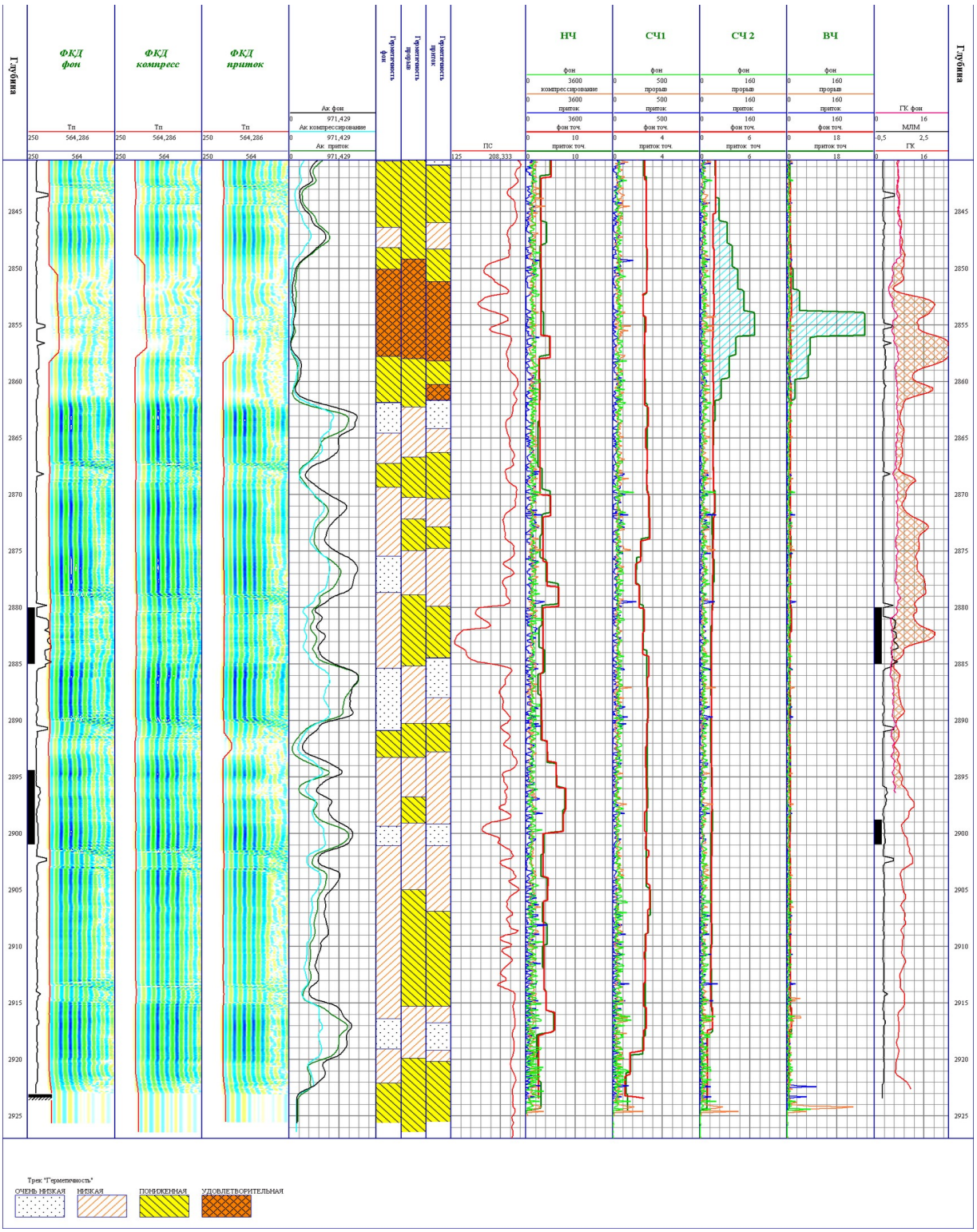
Приложение 4

Скв. №4207 куст № 25 пл. Ватьеганская.



Приложение 2

Скв. №1857  куст № 25 пл. Повховская.



Приложение 1

Западно – Сибирская нефтегазоносная провинция

