**Федеральное агентство по образованию**

**Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования**

###### «ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт геологии и нефтегазового дела

#### Кафедра геофизики

#### Специальность Геофизические методы поисков и разведки МПИ

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

(подпись) (ф.и.о.)

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ г.

**Выпускная квалификационная работа**

**по программе инженерной подготовки**

**Тема:**

**КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФЕС И НАСЫЩЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ**

**АННОТАЦИЯ**

Цель работы: оценка ФЕС и насыщения коллекторов Самотлорского месторождения.

Самотлорское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на восточном склоне структуры первого порядка Нижневартовского свода, в пределах Тарховского куполовидного поднятия.

Проект состоит из четырех частей: общей, проектной, специальной, технико-экономической.

В общей части дается характеристика района работ в географо-экономическом плане. Приводятся данные о геолого-геофизической изученности района. Кратко описывается геологическое строение с описанием стратиграфии, тектоники, нефтегазоносности. В заключении приводится анализ результатов прошлых лет.

В проектной части обосновывается выбор участка работ и методов ГИС. Описывается методика геофизических исследований скважин. Рассмотрены вопросы камеральной обработки и интерпретации материалов.

В специальной части рассмотрена Информативность метода ВИКИЗ при изучении песчано-глинистых разрезов.

В технико-экономической части производится расчет всех запроектируемых объемов работ, технико-экономических показателей, сметной стоимости работ, мероприятия по охране труда и технике безопасности, по охране природы.

Сметная стоимость проектных работ.

**СОДЕРЖАНИЕ**

Введение

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Географо-экономический очерк района работ

1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность

1.3. Геологическое строение района

1.3.1.Литолого-стратиграфическая характеристика

1.3.2. Тектоника

1.3.3. Нефтегазоностность

1.4 Физические свойства горных пород и петрофизические комплексы

1.5. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет

1.5.1. Объем и комплекс геофизических исследований скважин

1.5.2. Методика интерпретации материалов ГИС

2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

2.1. Выбор участка работ

2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ

2.3. Выбор методов исследований и их задачи

2.4. Методика и техника проведения работ

2.4.1. Физические основы методов геофизического исследования

2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ

2.6. Камеральные работы

2.7. Интерпретация геофизических данных

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ (спецглава)

Информативность метода ВИКИЗ при изучении песчано-глинистых разрезов

3.1. Основные геолого-геофизические задачи, решаемые методом ВИКИЗ

3.2. Основы теории. Сигналы ВИКИЗ в неородных средах

3.3. Аппаратура, её сертификация и метрологическая поверка

3.4. Качественная оценка геологического разреза

3.5.Основы количественной интерпретации

СИСТЕМА ОБРАБОТКИ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ

И ИТЕРПРETAЦИИ И MCDC ВИКИЗ

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Организационно-экономический раздел

4.2. Производственная и экологическая безопасность при производстве геофизических работ

4.2.1. Производственная безопасность

4.2.1.1.Анализ опасных факторов и мероприятий по их устранению

4.2.1.2.Анализ вредных факторов и мероприятий по их устранению

4.2.2. Пожаробезопасность

4.2.3. Экологическая безопасность

4.2.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3. Сметные расчеты по видам работ

Список использованной литературы

Введение

Целью данной работы является уточнение геологической модели строения Самотлорского месторождения на основе комплексной интерпретации всей геолого-геофизической и промысловой информации, подсчет запасов нефти и растворенного газа, создание технологической схемы разработки в ходе доразведки месторождения

Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород стали основными при подсчетах запасов нефти и газа.

В последние годы промыслово-геофизическая информация широко используется при проектировании разработки месторождений нефти и газа, а также при контроле и анализе процесса разработки, т.к. обеспечивает получение всех основных параметров, необходимых для подсчета запасов.

Для определения подсчетных параметров в нашей стране и за рубежом используются многочисленные способы обработки геофизической информации. Значительная их часть физически обоснована и объективно учитывает реальные возможности геофизических методов и точность измерений геофизических параметров серийной аппаратурой. Их применение правомерно и дает надежную геологическую интерпретацию. Наряду с этим используются и методики, не имеющие четкой физической основы, применение которых не обеспечивает требуемой точности геологической интерпретации и дискредитирует огромные возможности геофизики. Нередко наблюдаются случаи недостаточного учета всей геолого-геофизической информации при интерпретации геофизических материалов и использования моделей коллектора и петрофизических связей, правильных по существу, но не соответствующих типу изучаемого коллектора. Это приводит к существенным ошибкам при оценке запасов нефти и газа.

# 1. Общая часть.

## 1.1. Географо-экономический очерк.

Самотлорское нефтяное месторождение – крупнейшее в Западной Сибири и России – находится в Нижневартовском районе Ханты- Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 км к северо-востоку от г. Тюмени и в 15 км от г. Нижневартовска (Рис.1.1).

Географически район месторождения приурочен к водоразделу р. Оби. Территория месторождения сильно заболочена. Растительность представлена смешанными лесами, с преобладанием хвойных пород.

Климат района континентальный с коротким прохладным летом и продолжительной холодной зимой. Наиболее холодным месяцем года является январь(-50°), самым теплым - июль (+30°).

По характеру выпадаемых атмосферных осадков описываемая территория относится к районам с избыточным увлажнением. Среднемноголетнее годовое количество осадков составляет 400мм. Высота снегового покрова на открытых участках составляет 0.8-1.0 м, а на заселенных –1.6 и более метров. Толщина ледяного покрова колеблется от 40 до 80 см.

Населенные пункты непосредственно на площади месторождения отсуствуют. Ближайшие населенные пункты – г. Нижневартовск, г. Мегион и другие - расположены на берегу р. Оби.

Плотность населения низкая, коренное население – ханты и манси – ведет полукочевой образ жизни, занимается оленеводством, рыболовством и охотой.

В пределах месторождения имеются дороги с бетонным покрытием, по которым круглогодично возможно движение всех видов транспорта.

## 1.2. Геолого-геофизическая изученность района работ.

На исследуемой территории к настоящему времени выполнен значительный объём геофизических работ, включающих магниторазведку, гравиразведку, региональные и площадные сейсморазведочные исследования.

Геофизическим работам предшествовала государственная геолого-геоморфологическая съёмка масштаба 1:1000000, проведённая в 1949-1952 г.г., и бурение опорных скважин. Результаты этих исследований, когда были установлены общие закономерности геологического строения региона, послужили основой для проведения дальнейших, более углублённых геолого-геофизических работ. Площадные сейсмические работы МОВ осуществлялись в 1957-1966 г.г. Глубокое поисковое бурение с целью обнаружения залежей нефти и изучения геологического строения началось с 1961 года.

## 1.3. Геологическое строение месторождения

**1.3.1.Литолого-стратиграфическая характеристика**

Геологический разрез месторождения представлен отложениями двух структурных комплексов: доюрских образований и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Осадочные породы общей толщиной до 3 км залегают на размытой поверхности доюрского складчатого основания (рис.1.2).

Номенклатура свит и пачек, слагающих разрез месторождения, не претерпела каких-либо существенных изменений по сравнению с данными отчета 1987 г. Поэтому ниже дается краткая характеристика стратиграфических подразделений.

Доюрские образования

Палеозойский структурный этаж вскрыт разведочными скв. 8Р, 39Р, 50Р, 126Р, 1035Р, 189Р, 190Р, 192П. Отложения палеозоя представлены сильно метаморфизованными глинистыми, глинисто-слюдистыми и кремнисто-глинистыми сланцами, интрузивными породами. По породам палеозойского структурного этажа развиты коры выветривания, которые на Самотлорском месторождении мало изучены.

Юрская система

Отложения юрской системы, несогласно залегающие на доюрском основании, представлены тремя отделами. Нижний и средний отделы сложены континентальными отложениями тюменской свиты, толщина которой достигает 220-250 м.

Верхний отдел (васюганская, георгиевская, баженовская свиты) представлен преимущественно морскими осадками. Васюганская свита (келловей-оксфорд) литологически делится на две части. Нижняя - сложена аргиллитами и имеет толщину до 30 м. Верхняя часть, имеющая толщину до 45 м, представлена преимущественно песчано-алевролитовыми породами, с которыми связана нефтеносность (горизонт ЮВ1).

Георгиевская свита (киммеридж) представлена аргиллитами с прослоями известняков и включениями глауконита. Толщина свиты – до 4 м.

Баженовская свита, сложена битуминозными аргиллитами толщиной около 20 м.

Меловая система

Меловая система представлена всеми стратиграфическми единицами.

Нижний мел сложен отложениями мегионской, вартовской, алымской и низов покурской свит.

Мегионская свита (берриас-валанжин) литологически делится на четыре части. Нижняя – сложена аргиллитами. На них залегает ачимовская толща, представленная тонким и весьма сложным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. В составе толщи выделяется до 9 пластов, индексируемых сверху вниз от БВ14 до БВ22, из которых 4 последних в пределах Самотлорского месторождения содержат промышленные запасы нефти. Толщина ачимовской толщи достигает 80 м. Выше залегают преимущественно песчаные породы, в составе которых выделяются пласты БВ8 - БВ12. Промышленно-нефтеносными являются пласты БВ8 и БВ10. В пределах Самотлорского месторождения с мегионской свитой связаны отложения клиноформенного комплекса. Толщина отложений свиты: 326 – 370 м.

Вартовская свита подразделяется, на две подсвиты. С ней связан в пределах всего месторождения шельфовый этап осадконакопления. В основании нижней подсвиты отложения представлены переслаиванием серых песчаников, алевролитов и аргиллитов,

слагающих пласты БВ7 и БВ6. Пласт БВ7 нефтеносен. Разрез верхней части подсвиты представлен также чередованием разнозернистых песчаников, алевролитов и глинистых пород, образующих до пяти самостоятельных пластов, из которых в трёх (БВ0, БВ1, БВ2) содержатся промышленные залежи нефти. Общая толщина нижней подсвиты, составляет около 240 м.

Верхняя подсвита вартовской свиты подразделяется на две части. В составе нижней части выделяется три песчаных пласта АВ8, АВ7 и АВ6, с которыми связаны залежи нефти и газа. Верхняя часть подсвиты, характеризуется существенно большей песчанистостью, причем выделяемые в её разрезе пласты АВ4-5 и АВ2-3 имеют значительные эффективные толщины (свыше 50 м) и улучшенные коллекторские свойства песчаников и крупнозернистых алевролитов. Общая толщина вартовской свиты до 400 м.

Алымская свита состоит из двух частей. Нижняя подсвита сложена преимущественно песчаниками и алевролитами и выделяется в разрезе как пласт АВ1, который в подошвенной части представлен менее глинистыми разностями (пласт АВ13), а в кровельной части более глинистыми и тонкозернистыми разностями пород сложной текстуры (пласт АВ11-2). Верхняя подсвита, сложена аргиллитами темно-серыми с частыми тонкими прослоями алевролитов. Общая толщина отложений алымской свиты достигает 80-85 м.

Покурская свита объединяет осадки аптского, альбского и сеноманского ярусов. Она представлена переслаиванием песчаников с алевролитами и глинами. В сеноманских песчаниках (пласт ПК1) залегает газовая залежь. Толщина свиты до 720 м.

Отложения верхнего мела представлены преимущественно глинистыми осадками кузнецовской, березовской и ганькинской свит толщиной 250-300 м.

Палеогеновая система

Состоит в нижней своей части в основном из глин морского происхождения (талицкая, люлинворская, чеганская свиты), толщина которых составляет 280-320 м. Выше залегают континентальные осадки – переслаивание глин, песков, бурых углей с остатками древесины (атлымская, новомихайловская, журавская свиты). Их толщина составляет от 235 до 240 м.

Четвертичная система

Отложения четвертичной системы представлены супесями, суглинками, песками, торфом, залегающими на размытой поверхности осадков журавской свиты. Толщина отложений достигает 125 м.

**1.3.2. Тектоника**

Тектоническое строение района Самотлорского месторождения не отличается от тектонического строения Западно-Сибирской плиты (рис1.3.), в пределах которой выделяют три структурных этажа.

Нижний - соответствует палеозойскому и допалеозойскому времени, соответствует геосинклинальному этапу развития.

Средний - пермо-триасового времени, формировался в период парогеосинклинали.

Верхний - мезо-кайнозойский осадочный чехол, формировавшийся в платформенных условиях длительного погружения фундамента.

Самотлорское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на восточном склоне структуры первого порядка Нижневартовского свода, в пределах Тарховского куполовидного поднятия, которое объединяет структуры III порядка Самотлорскую, Мартовскую, Северо-Самотлорскую, Белозерскую, Черногорскую и др. Эти структуры оконтуриваются изогипсой -2350-2375 м и имеют амплитуды 50-100 м.

По кровле горизонта БВ10 Самотлорское куполовидное поднятие оконтуривается изогипсой –2200 м. Все локальные структуры внутри контура выражены довольно резко. Наиболее крупная из них – собственно Самотлорская структура оконтурена изогипсой –2120 м, имеет изометрическую форму с изрезанными контурами. Размеры ее: 12 х 15 км, амплитуда - около 70 м, при этом наиболее крутые углы поднятия характерны для юго-восточной части – до 202'. По кровле горизонта БВ8 в структурном плане Самотлорского поднятия намечается определенное выполаживание по сравнению с нижезалегающим горизонтом БВ10. Более существенные изменения структурного плана отмечаются по кровле самого верхнего продуктивного горизонта АВ1, согласно которому Приобская, Белозерная, Нижневартовская и Мартовская структуры практически сливаются с Самотлорской, оконтуриваясь с севера и востока изогипсой –1690 м, на западе и юго-западе - изогипсой – 1660 м, оставаясь «раскрытыми» в сторону Аганского и Мегионского поднятий. Углы наклона крыльев достигают 1045', амплитуда по отношению к западному крылу - около 110 м, восточному и северному - 160 м. В целом Самолотлорское куполовидное поднятие по замыкающей изогипсе –2220 м имеет размеры 32 × 40 км, амплитуду - около 150 м.

В результате переинтерпретации материалов был выявлен ряд малоамплитудных поднятий (Солнечная, Южно-Вильентовская, Ловинская, Турская, Санчинская, Западно-Черногорская, Ижевская). В рамках данной работы построение структурных карт по опорным и целевым горизонтам проводилось комплексом Mapping, включающим подпрограммы увязки сейсмической информации (to) по горизонтам, построение карт изохрон, скоростей, структурных поверхностей. Структурные сейсмические карты по группе пластов БВ, ЮВ1 и кровле баженовской свиты строились на основе карты изохрон по отражающему горизонту «Б» и соответствующей скоростной модели среды. Структурные карты группы пластов АВ строились на основе карты изохрон по отражающему горизонту «М». Несмотря на разнородность сейсмического материала (от однократного МОВ с аналоговой записью до современных съемок 3Д МОВ ОГТ), увязанные карты изохрон имеют дисперсию ± 2.5 мс, что при средней скорости 3.5 км/с приводит к погрешности определения глубин ± 8.75 м. С учетом погрешности определения скоростей, минимальная погрешность определения глубин может быть оценена в ± 10 м. Данные сейсмических структурных построений использовались для определения абсолютных отметок структурных поверхностей между скважинами при их невысокой плотности, а также в краевых частях месторождения, не освещенных данными бурения. В отличии от ранее принятых методик (графики схождения глубин по данным ГИС и сейсморазведки) строились карты разницы между структурными отметками по ГИС и сейсморазведки. Карты невязок вычитались из структурных сейсмических поверхностей, что позволили получить практически нулевые невязки в точках положения скважин и повысить точность сейсмических построений в межскважинном пространстве.

Месторождения:

146 - Южно-Ярайнерское,

152 - Восточно-Покачёвское 2,

173 - Южно-Выинтойское,

175 - Селивоникское, 1

77 - Повховское,

205 - Южно-Повховское,

210 - Южно-Сардаковское,

219 - Могутлорское,

220 - Рославльское,

225 - Западно-Муготлорское

3,228 - Южно-Рославльское,

231 - Новоаганское,

233 - Чухлорское,

234 - Восточно-Покачёвское 1,

239 - Щучье, 242 - Северо-Егурьяхское,

243 - Курраганское,

245 - Егурьяхское,

246 - Голевое,

247 - Южно-Егурьяхское,

248 - Южно-Курраганское,

250 - Гуньеганское,

252 - Малоключевое 1,

254 - Большое-Самотлорское,

255 - Аганское,

258 - Восточно-Никольское,

259 - Малочерногорское,

260 - Никольское,

261 - Западно-Аганское,

262 - Среднечерногорское,

263 - Черногорское 2,

266 - Малое Южно-Аганское,

267 - Ершовое, 269 - Руфьеганское,

270 - Северо-Ватинское,

272 - Южно-Аганское,

274 - Западно-Сороминское,

276 - Северо-Сороминское,

278 - Сороминское,

279 - Северо-Тарховское,

280 -Южно-Тарховское,

281 - Западно-Тарховское,

283 - Западно-Пылинское,

284 - Пылинское,

289 - Северо-Ореховское 3,

291 - Северо-Ореховс-кое 2,

295 - Рямное,

296 - Хохловское,

297 - Северо-Ермаковское,

299 - Фобосское, 3

02 - Восточно-Ореховское,

303 - Чехлонейское,

346 - Варьеганское,

348 - Ваньеганское,

349 - Айеганское,

356 - Восточно-Валюнинское,

359 - Вонтерское,

367 - Западно-Варьеганское,

379 - Ининское,

389 - Маловарьеганское, 3

91 - Новомолодежное,

393 - Малоключевое 2,

394 - Лорьеганское,

395 - Мыхлорское,

396 - Малоновогоднее,

409 - Северо-Варьеганское,

410 - Саем-Тахское,

427 - Тагринское,

432 - Ставропольское,

438 - Тюменское,

439 - Тульеганское,

452 - Эниторское,

454 - Южно-Варьеганское,

455 - Южно-Вэнгапурское,

461 - Северо-Молодёжное,

463 - Южно-Эниторское,

499 - Аригольское,

501 - Максимкинское,

506 - Валюнинское,

512 - Узунское,

513 - Верхнечерногорское,

515 - Восточно-Охтеурское,

532-Западно-Новомолодёжное

Структурные карты по кровлям и подошвам коллекторов строились по всем скважинам путем вычитания толщин от стратиграфических поверхностей до кровель и подошв соответствующих пластов.

В результате данной методики структурных построений установлено, что залежь пласта АВ11-2 раскрывается в сторону Аганского, Ватинского, Мегионского, Мыхпайского, Усть-Вахского поднятий. По пласту АВ13 залежь раскрывается в сторону Мыхпайского месторождения и отделена прогибом от соответствующих залежей Северо-Ватинского и Усть-Вахского месторождения по изогипсе -1689 м, а от Аганского месторождения по изогипсе -1685 м. Залежь пласта АВ2-3 раскрывается в сторону Мыхпайского месторождения и отделена от остальных упомянутых выше месторождений по изогипсе -1685 м.

Анализ выполненных структурных построений по Самотлорскому месторождению полностью подтвердил вывод об унаследованном характере развития структур в нижнемеловых и юрских отложениях на территории Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. До времени формирования пласта АВ8 коэффициент соответствия структур, рассчитанный по методике, изложенной в работе, составлял 0.996-0.999. Это определило совпадение структурных планов по многим пластам названных отложений при незначительном выполаживании их вверх по разрезу (рост структуры по отложениям баженовской свиты за данный период геологического времени составил 23 м). В период формирования пластов группы АВ7-АВ1 активизация конседиментационных тектонических процессов и масштабные сдвиговые тектонические движения оказывали существенное влияние на формирование структурного плана и песчано-глинистых тел. В результате сдвиговых процессов коэффициент соответствия структур уменьшился до 0.982. Процессы сдвиговой тектоники в пределах Самотлорского месторождения, являвшегося масштабной динамически напряженной зоной, испытывающей сдвиг и сжатие, привели к формированию складок волочения с простиранием с юго-востока на северо-запад, большого числа локальных структур III-IV порядков, основного Самотлорского поднятия. Последующая (постседиментационная) сдвиговая тектоническая активность привела к смещению блоков в северо-восточном и юго-западном направлениях.

**1.3.3. Нефтегазоностность**

За период, прошедший после последнего подсчета запасов углеводородов Самотлорского месторождения, были выявлены дополнительно несколько новых объектов: пласт БВ0 поделен два подобъекта БВ01 и БВ02, выделены объекты БВ3, БВ4, БВ71, БВ72, БВ16, БВ17-18. Основные же изменения коснулись расширения границ месторождения за счёт приобщения в его западной и южной частях значительных площадей нефтеносности. Материалы бурения новых разведочных и эксплуатационных скважин вкупе c углубленными эксплуатацонными скважинами способствовали уточнению подсчетных параметров, положения газо-нефте-водяных контактов (ГНК, ВНК, ГВК) и границ залегания выявленных ранее изолированных залежей нефти и газа, а также установлению новых залежей в составе принятых подсчетных объектов. Число подсчетных объектов составляет 26.

Ниже приводится краткая характеристика залежей с учётом данных, полученных в процессе доразведки и бурения эксплуатационных скважин за период 1987 - 2000 г. Для удобства изложения материала объекты рассматриваются сверху вниз, а индексация залежей осуществлена по выделенным структурным поднятиям с её сохранением по материалам подсчета запасов 1987 г.

Подавляющее большинство выделенных залежей нефти и газа отнесено к пластовому сводовому типу. Термин "массивная" применен к залежам с подошвенной водой, или вскрытым одной-двумя скважинами, в которых условный ВНК принимался по подошве "самого низкого" нефтенасыщенного интервала. В случаях значительного по площади экранирования залежей зонами отсутствия пород-коллекторов они относились к структурно-литологическому типу.

Особо следует остановиться на трудностях, встреченных при обосновании первоначального положения ВНК многих залежей, которые в основном связаны с повышенным залеганием водонасыщенных прослоев. Главными природными факторами этого явления, с учетом накопившегося опыта подсчета запасов нефти многопластовых месторождений, являются: линзовидное залегание таких прослоев, тонкослоистый характер строения подсчетных объектов в конкретных скважинах и повышенная глинизация разреза пластов, обусловившая получение притоков воды при положительной характеристике их по данным ГИС. Нередко, особенно в слабо разбуренных залежах, ВНК в общепринятом понимании установить не удавалось, поэтому он принимался по усредненным абсолютным отметкам подошвы нефтенасыщенных интервалов. Для таких залежей использовался термин "условный раздел нефть-вода".

При сравнении параметров залежей одних и тех же по номенклатуре пластов как группы АВ, так и БВ, с данными по подсчету запасов 1987 года, следует иметь в виду, что при выполнении настоящей работы изменились стратиграфические разбивки между пластами и горизонтами. Таким образом, сравнение площадей и средних параметров отдельно по пластам носят отчасти условный характер.

При геометризации залежей в настоящем отчете использовались практически все разведочные и эксплуатационные скважины, поэтому линии контуров, ограничивающих газовые и нефтяные залежи, значительно более дифференцированы, чем ранее выполненных работах по подсчету запасов.

*Залежь газа пласта ПК1*

Залежь приурочена к кровле покурской свиты сеноманского яруса и занимает сводовую часть Самотлорского месторождения. Залежь вскрыта значительным числом скважин. Газонасыщенность уверенно определяется по временным замерам РК. Газоводяной контакт (ГВК) принят на абсолютной отметке -845 м. по данным ГИС и результатам опробования пласта в единственной скв.1г, в которой из интервала а.о. -839,3- - 841,1 м был получен свободный приток газа 518,7 тыс.т.

Залежь массивного типа, её размеры: 6,0х4,0 км, высота - 24м.

В связи с отсутствием новых данных запасы по залежи не пересматривались.

*Залежи горизонтов группы АВ*

Эта группа включает ряд разнохарактерных в геолого-промысловом отношении горизонтов и пластов: АВ1, АВ2-3, АВ4-5, АВ6, АВ7 и АВ8. Наиболее значимыми среди них являются первые три, образующие единую и уникальную по своим размерам нефтегазовую залежь с обширной газовой шапкой. Три последующих пласта имеют второстепенное значение в силу своего ограниченного развития по площади и небольших толщин.

Особенности геологического строения определили характер распределения коллекторов и положения ВНК залежей. В целом, отложения пластов АВ2-8 формировались в условиях обширной мелководной дельтовой равнины. Наиболее резкая латеральная изменчивость разреза характерна для отложений пластов АВ6-8, что привело к формированию относительно изолированных шнурковых песчаных тел, нефтяные и газовые залежи в которых сформировались в результате последующих тектонических процессов. Следовательно, залежи этих пластов относятся к структурно-литологическим. Резкое латеральное замещение песчаных тел явилось причиной формирования изолированных залежей, связанных с постседиментационными локальными структурными поднятиями. Отдельные нефтенасыщенные песчаные линзы в силу описанных выше особенностей геологического строения могут встречаться на разных абсолютных отметках. Следовательно, ВНК залежей будут «неустойчивыми» (свойственно индивидуальным залежам). Покрышкой являются весьма тонкослоистые пачки, глинистый материал которых образует покровные отложения.

Существенные изменения связаны со временем формирования отложений пласта АВ4-5. В это геологическое время происходило интенсивное поступление обломочного материала с большой долей песчаной фракции. Процесс седиментации сопровождался активизацией тектонических процессов, на фоне которых отложения авандельты и дельты проградировали с юго-востока на северо-запад. Песчаные тела представлены фациями авандельты (массивные песчаники), дельтовых каналов и устьевых баров. Поскольку поступление песчаного материала было обильным, то повсеместно имеется гидродинамическая связь в латеральном направлении. По вертикали гидродинамическая связь менее совершенна из-за наличия локально развитых глинистых прослоев. Активность процессов седиментации существенно снизилась в конце времени формирования пласта АВ4-5, в которое на территории месторождения была развита обширная дельтовая равнина, пересекаемая отдельными, но достаточно мощными, вероятнее всего субаэральными, дельтовыми каналами.

Отложения пласта АВ2-3 связаны с активным осадконакоплением в условиях дельтовой равнины, где отложения представлены фациями шнурковых песчаных дельтовых каналов, баров и фациями тонкослоистого разреза, залегающими между шнурковыми телами. Песчанистость разреза относительно высокая, следствием которой является наличие вертикальной и горизонтальной связности разной степени совершенства.

Отложения пласта АВ13 представлены переходными фациями, формировавшимися при углублении морского бассейна, уменьшении доли песчаных фракций в поступающем обломочном материале, активизации сдвиговой тектоники, формировавшей складки волочения северо-западного простирания.

Процессы углубления моря и сдвиговой тектоники наибольшее влияние оказали на формирование отложений пласта АВ11-2. Глинистые песчаники здесь представлены фациями покровных отложений. Мощные песчаные тела на востоке месторождения образовались на завершающей стадии формирования пласта АВ11-2 в результате лавинной седиментации.

В результате описанных тектоно-седиментационных процессов сформировалась единая гидродинамическая система для пластов АВ1-5, имеющая один ВНК и ГНК.

*Залежи пластов БВ0 - БВ7*

В стратиграфическом отношении эти пласты относятся к нижней части вартовской свиты нижнего мела. Среди 8 пластов, выделяемых в её разрезе, промышленно нефтеносными на Самотлорском месторождении являются БВ01, БВ02, БВ1, БВ2, БВ71 и БВ72.

Пласты БВ0-БВ7 формировались в условиях неглубокого моря в краевой части шельфа (пласт БВ7) и шельфовой равнины. Отложения пласта БВ72 откладывались при кратковременной трансгрессии, сместившей область наиболее активной седиментации на восток. В это время на территории Самотлорского месторождения песчаный материал представлен фациями разрозненных песчаных валов, имевших простирание с юго-запада на северо-восток. Песчаные валы разделены обширными полями глинистых отложений. В результате сформировались литологические и структурно-литологические ловушки углеводородов. Дистальная часть области активной седиментации в виде отдельных песчаных тел встречена практически на всей восточной границе месторождения. В описанных условиях продуктивными являются отдельные песчаные линзы, имеющие разные положения ВНК.

Последовавшая регрессия моря привела к проградации области активной седиментации на территорию месторождения. Для отложений пласта характерен четко выдержанный регрессивный характер разреза. Разрез наиболее опесчанен в кровле пласта, эффективные толщины возрастают с юго-востока на северо-запад. В настоящее время в пласте открыта одна залежь. Тем не менее, геологическое строение пласта свидетельствует об имеющихся перспективах новых открытий.

Дальнейшее осадконакопление разреза связано с активной седиментацией, аналогичной описанной выше для отложений пластов АВ6-АВ8. Характерным является наличие в разрезе шнурковых песчаных тел во вмещающем (по латерали и по вертикали) тонкослоистом разрезе, отложения которого с одной стороны вмещают локальные песчаные линзы, с другой стороны имеют невысокую проницаемость вплоть до ее отсутствия. Ширина шнурковых тел уменьшается вверх по разрезу. Следствием такого строения разреза, как и в описанных выше отложениях пластов АВ6-8, является наличие большого количества залежей с разными положениями ВНК.

*Залежи пласта БВ8*

В стратиграфическом отношении пласт залегает в кровельной части мегионской свиты нижнего мела. В его разрезе сосредоточены значительные запасы нефти, которые содержатся в пластах БВ80, БВ81, БВ82 и БВ83. Корреляция трёх последних пластов оказалась затруднительной в силу их высокой прерывистости, что и определило их объединение в единый объект подсчета запасов.

Отложения пласта формировались в условиях шельфа после перерыва, связанного с отложением глин в кровле пласта БВ10. Отложения пластов

БВ81-3 представляют собой генетически связанную толщу, сложенную отложениями потоковых фаций (простирание с юго-востока на северо-запад) и баровых тел. Особенность формирования разреза обусловлена постепенным перемещением области наиболее активной седиментации песчаных тел с юго-восточной половины месторождения в северо-западную, что, по-видимому, связано с тектоническим режимом. Песчанистость разреза высокая, залежь пластового типа. Наличие областей с пониженными эффективными толщинами и последующие тектонические процессы создали условия для формирования отдельных залежей нефти, положение которых контролируется замкнутыми изогипсами структур третьего и четвертого порядков, а положения ВНК – положением залежей на структуре второго порядка. Соответственно, в центральной части Самотлорского поднятия положения ВНК выше, чем в его краевых частях.

Формирование пласта Б80 определялось трансгрессией и последующим заполнением осадочного бассейна обломочным материалом, поступавшим с востока. Область наибольшей песчанистости отложений пласта расположена за восточной границей лицензионного участка. В пределах лицензионного участка эффективные толщины песчаников убывают с востока на запад вплоть до полной глинизации на западной границе площади. Соответственно, на востоке месторождения песчаное геологическое тело можно назвать массивным, на западе песчаные тела залегают в виде отдельных линз с незначительной эффективной толщиной.

*Залежи пласта БВ10*

Связанная с этим пластом залежь нефти разбурена по проектной эксплуатационной сетке, что позволило, с одной стороны, детализировать её геологическое строение, с другой, - в целом подтвердить принятые ранее её тип и положение ВНК.

Залежь на большей части площади пластово-сводового типа. В западной части залежь экранируется обширной зоной замещения коллекторов. В северной половине месторождения отмечается преимущественное опесчанивание верхней части горизонта, в южной половине - нижней. По этой причине залежь пласта БВ10 разделена на два подсчетных объекта: БВ100 и БВ101-2. Высокие вертикальная и латеральная неоднородности разреза, характерные для клиноформенного этапа формирования разреза, явились причиной частых изменений уровня ВНК в пределах от –2160 м на востоке до -2190 - -2000 м на остальной части месторождения.В южной части месторождения положение внешнего контура нефтеносности остается весьма условным.

Связь отложений пласта БВ10 с завершающим этапом клиноформенной седиментации обусловила формирование «черепичных» фаций (пласт БВ101-2) и фаций «черепичных» отложений и передовой части шельфа (пласт БВ100). В пласте БВ100 области развития «черепичных» фаций и фаций передовой части шельфа разделены областью замещения песчаных тел на глины. В северо-западной половине площади песчаные тела либо развиты в ограниченном объеме, либо полностью отсутствуют. В данной седиментационной обстановке следует ожидать наличие изолированных песчаных линз – литологических ловушек, имеющих разные ВНК.

*Залежи ачимовской толщи*

Ачимовская толща нижнего мела на Самотлорском месторождении, как и в пределах всего Нижневартовского свода, представлена тонким и очень сложным переслаиванием песчано-алвролитовых и глинистых пород, которое обусловило своеобразное фазовое состояние содержащихся в их пустотном пространстве флюидов. Большинство залежей нефти, выявленных в разрезе ачимовской толщи, относится к так называемым объектам с непредельным характером насыщения, следствием которого является частое получение притоков воды (особенно при высоких депрессиях) при испытании интервалов с положительной характеристикой по ГИС и достаточно быстрое обводнение залежей при положительных испытаниях.

Среди множества пластов, выделяемых в разрезе ачимовской толщи, промышленно нефтеносными являются пласты БВ16, БВ17-18, БВ19, БВ20, БВ21-22.

Фондаформенные отложения (ачимовская пачка) наиболее сложно построены в разрезе Самотлорского месторождения. Они представлены фациями конусов выноса разной интенсивности и площади седиментации. Наиболее активными процессы седиментации песчаного материала были в период формирования отложений пластов БВ19 и БВ16. В пределах месторождения во всех пластах, кроме БВ16, отложения конусов выноса представлены полным набором фаций – питающие каналы, разветвленные каналы, устьевые бары, покровные отложения. Клиноформа наступала с юго-востока, соответственно, проградация конусов выноса имела место в том же направлении. Полифациальный характер отложений ачимовской пачки явился следствием наличия большого количества залежей нефти на разных уровнях глубин. По нашему мнению в ачимовских отложениях еще предстоят открытия новых залежей.

*Залежи пласта ЮВ1*

По этому пласту произошли наибольшие изменения в отношении открытия новых и приобщения ранее выявленных залежей нефти. Промышленно нефтеносными в разрезе являются пласты ЮВ11 и ЮВ12, которые на отдельных залежах сливаются в единый объект.

Песчаные тела пласта ЮВ1 распространены в пределах месторождения практически повсеместно. Данное обстоятельство обуславливает наличие залежей нефти в пределах локальных структур третьего-четвертого порядков, оконтуренных замкнутыми изогипсами. Локальные структуры являются осложнениями структуры второго порядка. Следовательно, ВНК локальных юрских залежей будут снижаться по мере удаления от купола Самолорского поднятия. Таким образом, успешность поиска залежей нефти в юрских отложениях определяется точностью построения ее структурного плана по кровле коллектора, поверхности ВНК этих залежей соответствуют положению наиболее глубокой замкнутой изогипсы.

## 1.4 Физические свойства горных пород и петрофизические комплексы

Для контроля за разработкой залежи и успешной эксплуатации необходимо изучить коллекторские и физические свойства горных пород, вскрытых скважиной. Знание состава пород, их строения и распределения по площади продуктивного пласта позволяет рационально располагать эксплуатационные скважины, намечать мероприятия по воздействию на продуктивный пласт, а также следить за техническим состоянием скважин.

В табл. 1.4.1 – 1.4.5 приведены свойства, которыми обладают породы на данном месторождении.

**Таблица 1.4.1 – Плотность**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Порода** | **Плотность, г/см3** | | |
| **max** | **min** | **среднее** |
| Глина | 2,1 | 1,7 | 1,9 |
| Песчаник | 2,4 | 2,0 | 2,2 |
| Алевролит | 2,3 | 1,9 | 2,1 |
| Аргиллит | 2,2 | 1,8 | 2,0 |
| Доломит | 2,4 | 2,2 | 2,3 |
| Известняк | 2,5 | 2,3 | 2,4 |
| Гипс | 2,4 | 2,2 | 2,3 |
| Мергель | 2,.0 | 1,.6 | 1,8 |
| Вода пресная | - | - | 1,0 |
| Вода соленая (200г/л) | - | - | 1,128 |
| Нефть | - | - | 0,86 |

**Таблица 1.4.2 – Удельное электрическое сопротивление**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Порода** | **УЭС, Ом\*м** | | |
| **max** | **min** | **среднее** |
| Глина | 15 | 10 | 12.5 |
| Песок | 50 | 10 | 30 |
| Известняк, доломит | 105 | 103 | 104 |
| Плотный песчаник | 200 | 20 | 110 |
| Рыхлый песчаник | 15 | 5 | 10 |
| Нефть | 1016 | 109 | 1012 |
| Аргиллит | 25 | 15 | 20 |
| Алевролит | 35 | 15 | 25 |

**Таблица 1.4.3 – Естественная радиоактивность**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Порода** | **Естественная радиоактивность, мкР/ч** | | |
| **max** | **min** | **среднее** |
| Аргиллит, глина | 16 | 12 | 14 |
| Песчаник, алевролит | 12 | 10 | 11 |
| Доломит | 5,8 | 5,.4 | 5,6 |
| Известняк | 2,9 | 2,7 | 2,8 |
| Мергель | 5,7 | 5,5 | 5,6 |
| Ангидрид, гипс | 1,6 | 1,2 | 1,4 |
| Каменный уголь | 5,7 | 5,5 | 5,6 |

**Таблица 1.4.4 – Диэлектрическая проницаемость**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Порода** | **Диэлектрическая проницаемость, отн. ед.** | | |
| **max** | **min** | **среднее** |
| Глина, аргиллит | 60 | 30 | 45 |
| Песчаник | 5,4 | 4,0 | 4,7 |
| Известняк | 8,5 | 7,7 | 8,.1 |
| Доломит | 10,0 | 9,6 | 9,8 |
| Нефтенасыщенный песчаник | 12 | 4 | 8 |
| Водонасышенный песчаник | 30 | 10 | 20 |
| Вода | 88 | 55 | 71,5 |
| Нефть | 3 | 2 | 2,5 |
| Газ | - | - | 1 |

**Таблица 1.4.5 – Скорость**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Порода** | **Скорость, м/с** | | |
| **max** | **min** | **среднее** |
| Глина | 2500 | 1200 | 1850 |
| Мергель | 3500 | 2000 | 2750 |
| Песок | 1800 | 800 | 1300 |
| Песчаник несцем. | 2500 | 1500 | 2000 |
| Песчаник плотный | 6000 | 3000 | 4500 |
| Известняк, доломит | 7500 | 5000 | 6250 |
| Ангидрид, гипс | 6500 | 4500 | 5500 |
| Вода, буровой раствор | 1700 | 1500 | 1600 |
| Нефть | 1400 | 1300 | 1200 |
| Метан | - | - | 430 |

## 1.5. Анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет

1.5.1. Объем и комплекс геофизических исследований скважин

После пересчета запасов в 1987г. на Самотлорском месторождении было пробурено 5525 скважин, из них разведочных 92. В комплекс геофизических исследований скважин, утвержденный Миннефтепромом в 1984г, входят методы:

- стандартный каротаж;

- боковое каротажное (электрическое) зондирование (БК3, БЭ3);

- индукционный каротаж (ИК);

- боковой каротаж (БК);

- микрозондирование (МКЗ);

- микробоковой каротаж (МБК);

- кавернометрия (КВ);

- радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, НГК);

- акустический каротаж (АК);

- плотностной гамма-гамма каротаж ( ГГК-П);

- резистивиметрия;

- инклинометрия;

- цементометрия (ОЦК, АКЦ).

В скважинах также проводились исследования с целью уточнения интервалов перфорации.

Основные регламентированные различия в комплексах ГИС эксплуатационных и разведочных скважин состоят в следующем:

- исследования МК3, МБК, КВ в эксплуатационных скважинах делают при углах наклона ствола скважины до 150;

- радиоактивные методы НК и ГК в эксплуатационных скважинах делают в обсаженном стволе, а в разведочных скважинах - в открытом;

- в эксплуатационных скважинах НК выполняется в модификации НКТ, в разведочных - в модификации НГК и только в последние годы - также в модификации НКТ;

- исследования акустическим и гамма-гамма - плотностным методами не входят в обязательный геофизический комплекс эксплуатационных скважин;

- в наборе зондов БКЗ эксплуатационных скважин не предусмотрены исследования большим 8-ми метровым зондом.

По всему фонду скважин (5525), пробуренных начиная с 1987г., выполненный комплекс в цифровом виде есть по 5487 скважинам. По 38-ми скважинам, что составило 0,7% от всего фонда, отсутствуют материалы ГИС в цифровой базе данных по следующим причинам:

- 13 скважин - аварийные, были ликвидированы без выполнения ГИС;

- по 1 скважине полностью забракованы материалы геофизических исследований;

- по 13 скважинам нет исходных материалов в ОАО ННГФ;

- 11 скважин - горизонтальные, материалы не оцифрованы.

Список этих 38 скважин с указанием причин отсутствия геофизических материалов приведен в таблице 1.5.1. Анализ выполнения комплекса геофизических исследований по методам представлен в таблице 1.5.2.

Таблица 1.5.1

**Список скважин Самотлорского месторождения, пробуренных после 01.01.87г.,  
по которым отсутствуют материалы ГИС**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | № скв. | № куста | Причина отсутствия ГИС |
| 1. | **12070Б** | 1220В | Аварийная без ГИС |
| 2. | **12815** | 1323 | Аварийная без ГИС |
| 3. | **13124Б** | 1296 | Аварийная без ГИС |
| 4. | **31152** | 1296 | Аварийная без ГИС |
| 5. | **31173** | 1285 | Аварийная без ГИС |
| 6. | **31194** | 1285 | Аварийная без ГИС |
| 7. | **31375** | 1279 | Аварийная без ГИС |
| 8. | **731** | 683 | Аварийная без ГИС |
| 9. | **734** | 1350 | Аварийная без ГИС |
| 10. | **10671** | 1017 | Аварийная без ГИС |
| 11. | **35629** | 2089 | Аварийная без ГИС |
| 12. | **3684** | 1750 | Аварийная без ГИС |
| 13. | **40322** | 2118 | Аварийная без ГИС |
| 14. | **37092** | 1435 | ГИС брак |
| 15. | **14298Б** | 792 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 16. | **14299Б** | 792 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 17. | **31136** | 1356 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 18. | **32Р** | 0 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 19. | **1033Б** | 1731 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 20. | **1246Р** | 0 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 21. | **20233** | 1950 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 22. | **25487** | 1824 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 23. | **26067** | 1950 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 24. | **32803** | 1956 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 25. | **32812** | 1974 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 26. | **35447** | 1745 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 27. | **5БР** | 2131 | нет ГИС в ОАО ННГФ |
| 28. | **15257** | 670 | Горизонтальная скважина |
| 29. | **15258** | 670 | Горизонтальная скважина |
| 30. | **29346** | 2112 | Горизонтальная скважина |
| 31. | **33068Г** | 2092 | Горизонтальная скважина |
| 32. | **40828** | 1927 | Горизонтальная скважина |
| 33. | **40835Г** | 1927 | Горизонтальная скважина |
| 34. | **40850Г** | 390б | Горизонтальная скважина |
| 35. | **43176Г** | 937 | Горизонтальная скважина |
| 36. | **43202Г** | 937 | Горизонтальная скважина |
| 37. | **6654Г** | 1719 | Горизонтальная скважина |
| 38. | **6982Г** | 1927 | Горизонтальная скважина |

***Стандартный каротаж*** включает запись потенциал-зондом (ПЗ) А 0,5М6N или

А 0,5М11N с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации

(СП). Стандартный каротаж в продуктивной части разреза в масштабе глубин 1:200 полностью выполнен в 4455 скважинах (81%). Масштаб записи кривой потенциал-зонда 2,5 Омм/см; СП- 12,5 мВ/см. Применяемая аппаратура Э-1 и К-3.

***Боковое каротажное зондирование*** (БКЗ) выполнено последовательными градиент-зондами размерами АО=0,45; 1,05м; 2,25м; 4,25м и одним обращенным зондом (ОГЗ) размером 2,25м в 5479 скважинах (99,6%). В 8-ми скважинах БКЗ не выполнен и в 16-ти - выполнен частично, в 4-х скважинах из них забракованы зонды 0,45; 1,05м и 4,25м (табл. 1.5.2). Масштаб записи кривых КС\_2,5Омм/см. Применяемая аппаратура - Э.1, К-3.

Таблица 1.5.2

**Анализ выполнения геофизических исследований по методам   
в скважинах Самотлорского месторождения,  
пробуренных после 01.01.87г.**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Метод ГИС | Число скважин | | % выполнения ГИС |
| есть исследования | нет (брак) исследований |
| **П3** | 4457 | 1046(2) | 81.0 |
| **СП** | 5500 | 3(2) | 99.9 |
| **БКЗ** | 5479 | 24(4) | 99.6 |
| **ИК** | 2972 | 2531 (3) | 54.0 |
| **БК** | 2978 | 2525(4) | 54.1 |
| **МКЗ** | 2637 | 2866(5) | 47.9 |
| **МБК** | 179 | 5324(-) | 3.3 |
| **КВ** | 2720 | 2783(4) | 49.4 |
| **ГК** | 5498 | 5(2) | 99.9 |
| **НК** | 5491 | 12(4) | 99.8 |
| **АК** | 78 | 5425(-) | 1.4 |
| **ГГК** | 73 | 5430(1) | 1.3 |

***Индукционный метод (ИК)*** выполнен в 2972г скважинах (54%), в 3-х скважинах материалы ИК забракованы (табл. 1.5.2). Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см, аппаратура ИК-100, ПИК-1М, КАС, АИК-М, зонды 4ФО,75; 4И1; 6Ф1. Качество первичных материалов удовлетворительное. В 20-ти скважинах выполнено индукционное зондирование 5-ю зондами разной глубинности аппаратурой ВИКИЗ. Качество материалов хорошее.

***Боковой каротаж (БК***) выполнен в 2978 скважинах (54,1%), в 4-х скважинах материалы забракованы (табл. 1.5.2.). Кривые записаны в логарифмическом масштабе, аппаратура Э-1, К-3. Качество материалов хорошее и удовлетворительное.

***Микрозондирование (МКЗ)*** проведено 2637 скважинах (47,9%), в 5-ти скважинах материалы МКЗ забракованы (табл. 1.5.2.). В эксплуатационных скважинах микрозондирование выполняется при угле наклона ствола в интервале детальных исследований не более 150. Запись проводится микроградиент-зондом А0,025М0,025N и микропотенциал-зондом А0,05М. Масштаб записи 2,5Омм/см. Аппаратура Э-2, МДО. Качество материалов хорошее и удовлетворительное.

***Микробоковой метод (МБК)*** выполнен в 179 скважинах (3,3%). Масштаб записи 2,5Омм/см, аппаратура Э-2, К-3. Качество материалов хорошее и удовлетворительное.

***Кавернометрия (КВ)*** выполнена в 2720 скважинах (49,8%), в 4-х скважинах материал забракован (табл. 1.5.2.). Запись КВ проводится в скважинах с углами наклона ствола в интервале детальных исследований не превышающих 150. Масштаб записи 2см/см. Качество материалов удовлетворительное.

***Радиометрические исследования*** включают гамма-метод (ГК), который зарегистрирован в 5498 скважинах (99,9%), и нейтронный метод (НМ), выполненный в 5491 скважине (99,8%). Забракованы материалы ГК в 2-х скважинах, материалы НК –

в 4-х. Запись кривых РК производилась аппаратурой ДРСТ-1, ДРСТ-3, РКС-3.Для записи НКТ применялись источники нейтронов Ро-Ве мощностью 9,1÷14106 нейтрон/сек. Скорость регистрации 350-800м/ч при постоянной времени интегрирующей ячейки 6-12с.



Материал, в основном, удовлетворительного качества. Эталонировка аппаратуры РК - на низком уровне, что сказалось на точности определений Кп по радиоактивным методам.

***Акустический каротаж (АК)*** выполнен в 78 скважинах (1,4%). Запись производилась аппаратурой СПАК-4. Число исследованных скважин недопустимо мало, что приводит к сложностям в оценке пористости коллекторов.

***Гамма-гамма-плотностной метод (ГГК-П)*** выполнен в 73 скважинах (1,3%). Запись производилась аппаратурой СГП. Использовался источник Сs-137 мощностью 5,46,3109 А /кг. Скорость регистрации 200 м/ч. Также как и по АК, число скважин с исследованиями ГГМ очень мало, что сказывается на качестве интерпретации материалов ГИС.



В итоге по скважинам, пробуренным после 01.01. 1987г., самый высокий процент невыполнения стандартного комплекса геофизических исследований приходится на индукционный и боковой методы (по 46% невыполнения), затем - на микрометоды и кавернометрию (52 и 51% невыполнения соответственно). Основными причинами недовыполнения комплекса являются следующие: плохая подготовка скважин к геофизическим работам, низкое качество ремонта приборов, отсутствие необходимого количества аппаратуры и приборов, большое число наклонно-направленных скважин с углами искривления ствола более 150.

Имеющийся комплекс ГИС на Самотлорском месторождении вполне достаточен для решения качественных задач - выделения продуктивных коллекторов, оценки характера их насыщения, включая обводнение нагнетаемой водой. Однако, для количественного определения подсчетных параметров коллекторов в комплексе ГИС фактически отсутствует метод пористости, и это создает определенные трудности при интерпретации геофизических материалов.

В таблице 1.5.3. приведены основные петрофизические уравнения, использованные при интерпретации материалов ГИС, даны граничные значения параметров для выделения коллекторов и оценки характера насыщения, указаны величины термобарических поправок в значения пористости для всех продуктивных пластов.

Таблица 1.5.3

**Основные петрофизические константы и уравнения для определения ФЕС коллекторов по продуктивным пластам Самотлорского месторождения**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Граничные значения, зависимости | АВ11-2 | АВ13-АВ4-5-АВ8 | БВ0-8 | БВ10 | БВ19-22 | ЮВ1 |
| сп,гр | газ - 0,2 нефть 0,3 | 0,35 | 0,35 | 0,35 | 0,4 | 0,4 |
| Кп,гр (атм.усл.), % | газ - 19,6 нефть - 21 | 21,6 | 17,7 | 17,7 | 17,1 | 12 |
| К (пл.усл.)  для Кп | 0,95 | 0,95 | 0,94 | 0,93 | 0,925 | 0,92 |
| Кп,гр (пл.усл.), % | газ - 18,7 нефть - 19,9 | 20,5 | 16,6 | 16,5 | 15,8 | 11 |
| Кп,гр, мД | газ - 0,9 нефть - 1,9 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1 | 0,5 |
| п,гр, Омм | 4 | 4 | 3,9 | 3,9 | 4-6 | 4-6 |
| Кп=f(αсп) (атм.усл.) | Кп=13,2сп+17 | Кп=13,2сп+17 | Кп=13,4сп+13 | Кп =13,4αсп+13 | Кп=12,8сп+11,98 | Кп=8,17αсп+8,73 для αсп<0,8  Кп=18,65αсп+0,35  для αсп>0,8 |
| Кп=f(αсп) (пл.усл.) | Кп=12,54αсп+16,15 | Кп=12,54αсп+16,15 | Кп=12,6αсп +12,22 | Кп=12,46αсп+12,09 | Кп=11,78αсп+11,02 | Кп = 7,52сп + 8  для сп<0,8  Кп=17,16сп +0,322 для сп >08 |
| Кпр=f(αсп) | lgКпр=4,72αсп-1,48 | lgКпр=4,72αсп-1,48 | lgКпр=4,56αсп-1,414 | lgКпр=4,56αсп-1,414 | lgКпр=5,88αсп-2,35  для αсп<0,68 lgКпр=1,175αсп+0,85 для αсп>0,68 | lgКпр=2,94сп-1,47 для сп <0,89 lgКпр=10,08сп-7,82 для сп>0,89 |
| Рп=f(Кп)  (пл.усл.) | Рп=0,98/Кп1,94 | Рп=0,86/Кп1,95 | Рп=1/Кп1,912 | Рп=1/Кп1,912 | Рп=1,52/Кп1,72 | Рп=1,28/Кп1,66 |
| Кв=f(Рн) | lgКв=f(lgРн,α сп-)палетка | lgКв=[6,44/(lgРн+ +2,76)]-2,301 | lgКв=[6,88/(lgРн+2,97)]-2,301 | lgКв=[6,84/(lgРн+2,96)]-2,301 | lgКв=-0,54lgРн | lgКв=2,3(0,72lgРн)- -2,301 |
| в, Омм | 0,13 | 0,13 | 0,105 | 0,105 | 0,1 | 0,09 |

**1.5.2. Методика интерпретации материалов ГИС**

***Определение геофизических параметров***

***Относительная амплитуда*** ***СП* αсп** оценивалась как отношение амплитуды СП в конкретном интервале ΔUсп к максимальной амплитуде ΔUсп,max для определенной группы пластов в разрезе скважины: αсп=ΔUсп/ΔUсп,max

Опорными пластами с максимальной амплитудой СП для группы пластов АВ являются наиболее чистые слабоглинистые водонасыщенные коллекторы пласта АВ4-5, для пластов группы БВ8,10 - водоносные коллекторы пласта БВ6, для пластов БВ19-22 и ЮВ1 - чистые водоносные коллекторы пласта ЮВ1.

***Оценка УЭСп (ρп)*** коллекторов производилась по комплексу электрических методов: БЭЗ, ИК, БК. Основным методом оценки ρп в эксплуатационных скважинах был индукционный. Для контроля качества оценки УЭСп на ЭВМ была проведена ручная обработка кривых БЭЗ по 41 интервалу однородных коллекторов мощностью более 4м. Расхождения значений ρпБЭЗ и ρпЭВМ в среднем не превышают -0,53 Омм, что составляет -3,5%. Надежность оценки УЭСп коллекторов зависит от степени однородности прослоя, его мощности, качества исходного материала ГИС и др. В тонких прослоях оценка ρп является ненадежной из-за экранирующего влияния вмещающих пород, зоны проникновения, отсутствия точных теоретических решений. Поэтому в коллекторах с Н≤1,5 м в отдельных случаях определение УЭСп не делалось.

***Оценка двойного разностного параметра нейтронного метода (ΔJn)*** производилась по формуле: ΔJn=(Jn-Jn,min)/(Jn,max-Jn,min). В качестве опорного пласта с минимальными показаниями нейтронного метода Jn,min брались размытые кошайские глины в кровле пласта АВ11-2 со значениями нейтронной пористости Кп,n=40÷50%. Второй опорный пласт - плотные прослои с максимальными показаниями Jn,max и Кп,n=2÷5%.

***Оценка двойного разностного параметра гамма метода (ΔJγ )*** производилась по формуле: ΔJγ=(Jγ-Jγ,min)/(Jγ,max-Jγ,min). В качестве первого опорного пласта выступали неразмытые глины в продуктивном разрезе с максимальными показаниями гамма метода Jγ,max. Второй опорный пласт - чистый слабоглинистый коллектор с минимальными показаниями ГК Jγ,min.

***Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов***

Продуктивный разрез Самотлорского месторождения, включающий пласты групп АВ, БВ8-10, БВ19-22, ЮВ1, относится к терригенному типу и включает следующие литологические разности - песчаники и алевролиты слабоглинистые и глинистые, песчаники с переслаиванием коллекторов и неколлекторов, аргиллиты и глины, а также плотные прослои, представленные песчаниками и алевролитами с высоким содержанием карбонатного вещества. Коллекторами в изучаемом разрезе являются песчаники и алевролиты.

Аргиллиты и глины выделялись по максимальным показаниям методов СП, ГК и АК, минимальным показаниям микрозондов, бокового и нейтронного методов, увеличению диаметра скважины на кавернограммах.

Плотные прослои выделялись по максимальным показаниям микрозондов, БК и НК, минимальным значениям ΔТ.

***Выделение коллекторов*** производилось по комплексу геофизических методов с использованием прямых качественных и косвенных количественных признаков. К качественным признакам коллекторов относятся следующие: наличие глинистой корки на стенках скважин, положительные приращения на кривых микрозондов, отрицательная амплитуда СП, минимальные показания на диаграммах гамма-метода. Кроме качественных признаков используются также косвенные количественные признаки, которые необходимы для выделения коллекторов в эксплуатационных скважинах, где в комплексе зачастую отсутствуют исследования МКЗ и КВ. Основным количественным признаком, которым широко пользуются при выделении коллекторов в терригенном разрезе Самотлорского месторождения, является граничное значение относительной амплитуды метода потенциалов собственной поляризации (αсп,гр).

Граничное значение коллектор - неколлектор αсп,гр по Самотлорскому месторождению при предыдущем подсчете запасов в 1987 г было установлено следующим образом. По скважинам, в которых есть исследования микрометодами и каверномером, строились интегральные распределения значений αсп в интервалах коллекторов и неколлекторов, установленных по прямым качественным признакам, т.е. по данным МКЗ и КВ. Точка пересечения интегральных распределений αсп для массивов коллекторов и неколлекторов дает граничное значение относительной амплитуды (αсп,гр). В результате при подсчете запасов 1987 г. были установлены граничные значения αсп, которые приведены в таблице 1.5.4.

Таблица 1.5.4.

**Граничные значения αсп и эффективность выделения коллекторов по αсп,гр в интервалах разреза с прямыми качественными признаками коллекторов по скважинам Самотлорского месторождения, пробуренным после 01.01. 1987 г.**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Пласт | αсп,гр | | Эффективность αсп,гр, %  ПЗ, 2001 г. |
| ПЗ, 1987 г. | ПЗ, 2001 г. |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| АВ11-2 (газ) | 0,2 | 0,2 | 71 |
| АВ11-2 (нефть) | 0,3 | 0,3 | 82 |
| АВ13 | 0,35 | 0,35 | 88 |
| АВ2-3 | 0,35 | 0,35 | 96 |
| АВ4-5 | 0,35 | 0,35 | 91 |
| БВ8 | 0,35 | 0,35 | 91 |
| БВ10 | 0,35 | 0,35 | 93 |
| БВ19-22 | 0,4 | 0,4 | 90 |
| ЮВ1 | 0,4 | 0,4 | 91 |

***Оценка характера насыщения коллекторов и обоснование положения межфлюидных контактов (ГНК и ВНК)***

*Алгоритмы оценки характера начального насыщения коллекторов*

Наиболее достоверный способ оценки характера насыщения заключается в знании граничных значений Кн по кривым фазовых проницаемостей для нефти и воды, полученных для полного диапазона фильтрационно-емкостных свойств каждого продуктивного пласта. Еще один способ основан на знании критического значения коэффициента водонасыщенности Кв\* по данным капилляриметрических исследований на образцах керна, при котором фазовая проницаемость по воде равна нулю, а по нефти отлична от нуля. Третий способ оценки характера насыщения, наиболее распространенный в Западной Сибири, является статистическим и заключается в сопоставлении значений УЭСп и показаний метода потенциалов собственной поляризации αсп, как метода пористости, по прослоям с качественными испытаниями и получением притоков нефти или воды. В качестве границы разделения коллекторов по характеру насыщения берется или одно значение ρп,гр- минимальное значение УЭСп получения практически безводной нефти, или получают уравнение регрессии ρп,гр=ƒ(αсп). Именно этот способ использовался в подсчете запасов 1987 г. и был заложен в алгоритмы массовой автоматизированной обработки материалов ГИС в 1997-1999 гг.

В результате анализа для оценки характера насыщения приняты значения ρп,гр, равные для пластов АВ 4,0 Омм, для пластов БВ 8,10 3,9 Омм, для пластов БВ19-22 и для пласта ЮВ1 от 6 до 4 Омм.

*Выделение по данным ГИС коллекторов, обводненных за счет разработки*

Самотлорское многопластовое месторождение разрабатывается более 30-ти лет. Месторождение разрабатывается с применением системы законтурного и внутри-

контурного заводнения с нагнетанием в первые годы разработки поверхностных речных и озерных вод с последующим переходом на нагнетание воды из сеноманских отложений. На разные объекты созданы свои системы ППД.

Вытеснение нефти закачиваемой водой сопровождается сложным процессом одновременного изменения нефтенасыщенности коллекторов, минерализации вод, соотношения объемов пластовой и закачиваемой воды в поровом пространстве и других факторов. Все это приводит к изменению и искажению геофизических характеристик коллекторов, находящихся на разных стадиях разработки. В литературе описываются следующие стадии изменения нефтенасыщенности коллекторов и минерализации поровых флюидов, наблюдаемые в процессе разработки залежи, которые отражаются на показаниях геофизических методов:

1 - начальная стадия, в которую происходит однофазное движение нефти и переход части остаточной рыхлосвязанной воды в объем нефти. Геофизические характеристики коллекторов в начальной стадии разработки не искажаются по сравнению с этапом отсутствия системы ППД;

2 - стадия уменьшения нефтенасыщенности коллекторов за счет опережающей капиллярной пропитки приближающегося фронта пластовой воды. При этом минерализация пластовой жидкости увеличивается за счет солевого обмена между движущейся нефтью и остаточной водой, частично переходящей в свободную. По геофизическим характеристикам отмечается изменение показаний в связи с уменьшением величины начальной нефтенасыщенности и, возможно, с увеличением минерализации пластовой жидкости по сравнению с соседними скважинами, пробуренными до начала интенсивной разработки;

3 - стадия прохождения осолоненного фронта остаточной пластовой воды. Как установлено, минерализованная оторочка пластовой воды имеет ширину 200 - 300 м. По показаниям геофизических методов отмечается резкое снижение удельного электрического сопротивления и уменьшение коэффициента нефтенасыщенности коллекторов в этих участках разреза;

4 - стадия подхода переднего фронта нагнетаемой воды. Изменение геофизических характеристик происходит, в основном, за счет уменьшения величины Кн , при практическом равенстве минерализаций исходной пластовой и образовавшейся смеси вод;

5 - стадия обводнения закачиваемой водой. Геофизические характеристики, в первую очередь, УЭСп, изменяются не только за счет уменьшения количества нефти, но и за счет смешения остаточной пластовой и пресной нагнетаемой вод. На этой стадии увеличение сопротивления смеси оказывает решающее влияние на увеличение УЭС коллектора;

6 - стадия интенсивной промывки пласта пресной нагнетаемой водой. При этом значительно возрастает удельное электрическое сопротивление пласта, зачастую превышая исходное значение ρнп для предельно насыщенного порового пространства. На этой стадии коэффициент нефтенасыщенности стремится к остаточному значению.

После последнего пересчета запасов в 1987г. на месторождении пробурено свыше 5500 скважин. Исходя из многостадийности выработки пластов, вновь пробуренные скважины будут отражать сложную картину разных стадий обводнения пластов в различных частях месторождения. В продуктивном коллекторе по мере обводнения изменяются его физические характеристики: удельное сопротивление прискважинной и неизмененной частей, минерализация пластовых вод, потенциалы естественной поляризации, диэлектрическая проницаемость и пр. Эти характеристики не постоянны во времени и изменяются в зависимости от степени обводненности пласта в процессе его эксплуатации. Необходимо отметить, что влияние разработки нефтенасыщенных коллекторов четко отражается на показаниях методов ГИС, начиная с 3-ей стадии. Две первые стадии проявляются только в снижении величины коэффициента нефтенасыщенности Кн по сравнению с периодом отсутствия разработки, не вызывая искажения показаний геофизических методов. Оценка характера насыщения таких коллекторов, относящихся к нефтенасыщенным, но имеющих пониженные по сравнению с первоначальными значения Кн, не вызывает затруднений и устанавливается по принятому граничному значению ρп,гр .

Выделение обводненных прослоев, начиная с 3 - ей стадии разработки, в большинстве случаев можно осуществить с применением комплекса электрических методов исследования: СП, ИК, БК, БК3. Наиболее сложный случай - это обводнение одиночных прослоев нагнетаемой водой с минерализацией, близкой к пластовой, когда прослои расположены в середине мощного нефтенасыщенного пласта. В данной ситуации однозначное выделение обводненных прослоев получается при комплексировании стандартных методов ГИС с волновым диэлектрическим каротажем (ВДК), по которому водонасыщенные прослои с водами любой минерализации характеризуются более высоким значениями диэлектрической проницаемости (вп=17-35) по сравнению с нефтенасыщенными (нп=8-12).



Из стандартного комплекса ГИС факт наличия обводнения в продуктивном пласте устанавливается по данным метода потенциалов собственной поляризации (СП) в комплексе с данными БК и ИК. В начальной стадии обводнения, когда по пласту движется осолоненная оторочка фронта нагнетания, отрицательная аномалия ΔUсп по абсолютной величине превышает значения СП против необводненных пластов с аналогичными коллекторскими свойствами. С увеличением степени промытости продуктивных коллекторов пресными нагнетаемыми водами амплитуда ΔU сп снижается тем сильнее, чем больше степень промытости прослоя. Признаком обводнения пласта по всей его мощности является общее снижение амплитуды ΔUсп против пласта, не характерное для коллекторов, не затронутых обводнением. В случае обводнения подошвенной части пласта отмечается уменьшение амплитуды ΔUсп против подошвы пласта относительно подстилающих глин и смещение кривой СП влево относительно вышележащих глин. При обводнении кровли пласта наблюдается обратная картина поведения кривой СП. Однако, установив по кривой СП факт наличия обводнения, определить интервал обводнения не представляется возможным. Для этого необходимо привлекать показания индукционного и бокового методов, которые достаточно чутко реагируют на изменение минерализации вод, насыщающих поровое пространство. Но и в этом случае не всегда удается выдать обводненные интервалы с высокой достоверностью. Наиболее эффективным для выделения интервалов для объединения диэлектрический каротаж, показания которого определяются водонасыщенностью и практически не зависят от минерализации пластовых вод. Метод успешно применялся для решения данной задачи на Самотлорском месторождении. При оценке характера насыщения необходимо проводить сравнительную геофизическую оценку коллекторов и выявлять в первую очередь, продуктивные и водоносные прослои, незатронутые обводнением, чтобы повысить достоверность выделения обводненных интервалов разреза.

В таблице 1.5.5. по основным подсчетным объектам приведено число скважин с признаками обводнения по данным ГИС, в которых отдельным прослоям в графе "характер насыщения" присвоен признак "обводненный".

Таблица 1.5.5

**Число скважин с признаками обводнения по данным ГИСпо основным пластам Самотлорского месторождения**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Пласт | Общее число скважин в контуре ВНК | Число скважин с обводнением по ГИС | % скважин с выделенными  по ГИС интервалами обводнения | Год начала выделения обводненных прослоев |
| АВ11-2 | 15623 | 800  (Белозерский участок) | 5 | 1977  (Белозерский участок) |
| АВ13 | 15430 | 2179 | 14 | 1973 |
| АВ2-3 | 14011 | 3595 | 26 | 1975 |
| АВ4-5 | 8253 | 2452 | 30 | 1975 |
| БВ8 | 5967 | 1993 | 33 | 1972 |
| БВ10 | 4211 | 536 | 13 | 1975 |
| БВ19-22 | 2897 | 5 | 0,2 | 1990 |
| ЮВ1 | 943 | 11 | 1,1 | 1986 |

***Определение коэффициента пористости коллекторов***

Для определения коэффициента пористости в скважинах Самотлорского месторождения использовались показания методов ГГК, НК и СП. Для настройки и проверки методик привлекались скважины с данными керна, пробуренные после 01.01.1987г.

*Оценка коэффициента пористости и по данным плотностного (ГГК - П) метода* производилась по скв. 4оц с использованием формулы: Кп=(ск-п)/(ск-ж), где δск,δж - значения плотности в скелете породы и в жидкости, соответственно, равные:ск=2,68г/см3, ж=1г/см3. Результаты оценки Кп по ГГКп приведены в таблице 1.5.6. Средние значения Кп,срГГКп=25,8%, Кп,сркерн=25,1%. Расхождение с керном составило 0,7%(абс.), относительное расхождение –2,8%. Судя по малым расхождениям с керном, плотностной гамма-гамма метод пригоден для определения пористости в коллекторах Самотлорского месторождения. Однако, исследования ГГК выполнены только в ограниченном числе скважин. Поэтому метод не может быть базовым для определений коэффициента пористости как подсчетного параметра.



*Оценка коэффициента пористости по данным нейтронного метода* производилась по скважинам, пробуренным после 1987г., по формуле: КпНКТ=Кп,n-Кгл×Wгл, где Кп,n - нейтронная пористость, рассчитанная через Jn - двойной разностный параметр НКТ, Кгл - коэффициент объемной глинистости, полученный по связи J двойного разностного параметра ГК с глинистостью Кгл, Wгл - водородосодержание глин, принятое равным 0,22 Результаты оценки Кп по НКТ в сравнении со значениями коэффициента пористости по керну приведены в таблице 1.5.6.. Коэффициент корреляции между КпКЕРН и КпНК равен 0,53. Значительные отклонения значений КпНК от КпКЕРН связаны с невыдержанностью физических свойств опорных пластов по площади при расчетахJn и J, низким качеством эталонировки однозондовых приборов, с различной модификацией нейтронного метода в разведочных и эксплуатационных скважинах, что сложилось исторически: в разведочных скважинах использовалась модификация НГК с записью кривых НГК и ГК в открытом стволе скважины, в эксплуатационных скважинах- модификация НКТ и исследования делались в закрытом стволе.



Таблица 1.5.6

**Сравнение значений пористости, определенной по керну и геофизическим методам**

**по продуктивным пластам Самотлорского месторождения**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ скв.** | **Пласт** | **Интервал коллектора** | | **Нэф,м** | **Керн** | | | | | | | | | | | | | **αсп** | **Кп по ГИС,%** | | |
| **Интервал отбора керна, м** | | | **N(Кп)** | | **N/h**  **(Кп)** | **Кп.ср,%** | **N(Кпр)** | **N/h(Кпр)** | | | | **Кпр.ср** |
| **Кровля** | **Подошва** | **кровля** | **подошва** | **Вынос,м** | **НК** | **СП** | **ГГК** |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 14 | 8 | | 9 | 10 | 11 | 12 | | | | 13 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| **1184** | **ЮВ1** | 2506.2 | 2506.6 | 0.4 | 2505 | 2515 | 70 | 5 | | 12.5 | 15.3 | 5 | 12.5 | | | | 17.4 | 0.81 | 15.3 | - | - |
| 2508.4 | 2509.6 | 1.2 | 2505 | 2515 | 70 | 13 | | 10.8 | 14.1 | 6 | 5 | | | | 8.5 | 0.66 | 14.1 | - | - |
| **1244** | **АВ11-2** | 1743.2 | 1744.4 | 1.2 | 1739 | 1746 | 95.7 | 6 | | 5 | 24.7 | - | - | | | | - | 0.54 | - | 22.9 | - |
| 1747.8 | 1748.2 | 0.4 | 1746 | 1753 | 100 | 5 | | 12.5 | 23.2 | 3 | 7.5 | | | | 9 | 0.47 | - | 22.1 | - |
| **1383** | **ЮВ1** | 2544.2 | 2545 | 0.8 | 2544 | 2553 | 86.7 | 3 | | 11 | 17 | 2 | 2.5 | | | | 3.8 | 0.78 | - | 13.9 | - |
| 2545 | 2546.2 | 1.2 | 2544 | 2553 | 86.7 | 4 | | 3.3 | 14.8 | 3 | 2.5 | | | | 2.5 | 0.78 | - | 13.9 | - |
| 2547.4 | 2548 | 0.6 | 2544 | 2553 | 86.7 | 2 | | 3.3 | 15.3 | 2 | 3.3 | | | | 1.6 | 0.70 | - | 13.2 | - |
| 2548.6 | 2549.8 | 1.2 | 2544 | 2553 | 86.7 | 5 | | 4.2 | 15.4 | 4 | 3.3 | | | | 1.7 | 0.66 | - | 12.9 | - |
| **10138** | **БВ10** | 2249.6 | 2250 | 0.4 | 2246 | 2253 | 100 | 3 | | 7.5 | 13.1 | - | - | | | | - | 0.17 | 13.6 | - | - |
| 2251.6 | 2252.8 | 1.2 | 2246 | 2253 | 100 | 8 | | 4.4 | 12.1 | - | - | | | | - | 0.12 | 10.6 | - | - |
| **12376** | **БВ10** | 2179 | 2181 | 2 | 2176 | 2183 | 80 | 5 | | 2.5 | 18.3 | 4 | 2 | | | | 0.9 | 0.27 | 17 | - | - |
| **12764** | **БВ10** | 2225.8 | 2227.2 | 1.4 | 2227 | 2228.8 | Нет инф. | 2 | | 1.4 | 24.6 | - | - | | | | - | 0.78 | 24.2 | - | - |
| 2230 | 2231.2 | 1.2 | 2230 | 2231.5 | Нет инф. | 4 | | 3.3 | 23.6 | 1 | 0.8 | | | | 91 | 0.65 | 24 | - | - |
| **13543** | **БВ10** | 2236.8 | 2241 | 4.2 | 2234 | 2247 | 94.6 | 24 | | 5.7 | 13.6 | - | - | | | | - | 0.15 | 14 | 12 | - |
| **17662** | **АВ11-2** | 1749.2 | 1750 | 0.8 | 1748 | 1755 | 71.4 | 3 | | 3.75 | 22.7 | 3 | 3.8 | | | | 1.3 | 0.37 | 23 | 20.8 | - |
| 1750 | 1750.4 | 0.4 | 1748 | 1755 | 71.4 | 2 | | 5 | 21.3 | - | - | | | | - | 0.37 | 20.3 | 20.8 | - |
| **АВ13** | 1753.4 | 1754.4 | 1 | 1748 | 1755 | 71.4 | 4 | | 4 | 22.3 | 1 | 1 | | | | 13 | 0.39 | 22.9 | 21.1 | - |
| **17976** | **ЮВ1** | 2581.4 | 2582.6 | 1.2 | 2578 | 2583 | 92 | 7 | | 5.8 | 22 | 6 | 5 | | | | 164.2 | 1,00 | 20.4 | 17.5 | - |
| 2585.4 | 2586.6 | 1.2 | 2583 | 2588 | 92 | 10 | | 8.3 | 19 | 10 | 8.3 | | | | 70.1 | 0.98 | 24.4 | 17.2 | - |
| **17977** | **АВ13** | 1769 | 1770.2 | 1.2 | 1767 | 1772 | 86 | 6 | | 5 | 23.1 | - | - | | | | - | 0.36 | 26.3 | 21.5 | - |
| 1787.8 | 1788.8 | 1 | 1786 | 1791 | 92 | 4 | | 4 | 23 | 4 | 4 | | | | 51 | 0.52 | 19.8 | - | - |
| 2537.4 | 2538.4 | 1 | 2534 | 2539 | 94 | 5 | | 5 | 15.8 | 5 | 5 | | | | 10.8 | 0.93 | 17.5 | - | - |
| 2538.4 | 2538.8 | 0.4 | 2534 | 2539 | 94 | 2 | | 5 | 17 | 2 | 5 | | | | 9.6 | 0.98 | 17.5 | - | - |
| 2542.6 | 2543.2 | 0.6 | 2539 | 2542 | 100 | 3 | | 5 | 15 | - | - | | | | - | 0.67 | 11.6 | - | - |
| **25350** | **АВ11-2** | 1701.2 | 1702.2 | 1 | 1699.5 | 1704.5 | 76 | 6 | | 6 | 22 | 5 | 5 | | | | 1.3 | 0.39 | 22 | 21.1 | - |
| 1707.8 | 1708.6 | 0.8 | 1704.5 | 17011 | 76.9 | 3 | | 3.75 | 23 | 1 | 1.3 | | | | 1.5 | 0.42 | 23 | 21.5 | - |
| **25410** | **АВ11-2** | 1747 | 1747.6 | 0.6 | 1746 | 1752 | 83.3 | 10 | | 16.7 | 23.1 | 8 | | | | 13.3 | 5.2 | 0.33 | 23 | 20.3 | - |
| **25541** | **ЮВ1** | 2552.8 | 2554.8 | 2 | 2552 | 2557 | 74 | 7 | | 3.5 | 17.3 | 3 | | | | 1.5 | 57.9 | 0.94 | 17.3 | 16.5 | - |
| 2554.8 | 2555.2 | 0.4 | 2552 | 2557 | 74 | 3 | | 7.5 | 18.4 | 2 | | | | 5 | 68.7 | 0.94 | 18.4 | 16.5 | - |
| **25969** | **АВ11-2** | 1747.6 | 1748.2 | 0.8 | 1746.5 | 1753 | 76.9 | 3 | | 3.75 | 22 | - | | | | - | - | 0.39 | 25.1 | 21.1 | - |
| 1748.2 | 1748.8 | 0.6 | 1746.5 | 1753 | 76.9 | 2 | | 3.3 | 22 | - | | | | - | - | 0.39 | 18.9 | 21.1 | - |
| **ЮВ1** | 2548 | 2549.6 | 1.6 | 2545 | 2551 | 83.3 | 6 | | 3.75 | 14.8 | 5 | | | | 3.1 | 2.1 | 0.80 | 14.8 | 14.1 | - |
| **25985** | **ЮВ1** | 2539.6 | 2540.4 | 0.8 | 2541 | 2546.5 | 100 | 4 | | 5 | 14 | 3 | | | | 3.8 | 1.7 | 0.74 | 14 | 13.9 | - |
| 2556.6 | 2557.8 | 1.2 | 2552.5 | 2557 | 100 | 5 | | 4.2 | 13 | 4 | | | | 3.3 | 0.8 | 0.44 | 13 | 11 | - |
| **27170** | **АВ11-2** | 1732.6 | 1735 | 0.4 | 1731 | 1738 | 81.4 | 5 | | 12.5 | 22 | 4 | | | | 10 | 1.2 | 0.40 | - | - | - |
| **АВ13** | 1753 | 1754.2 | 1 | 1748 | 1754 | 98.3 | 5 | | 5 | 23 | 5 | | | | 5 | 40 | 0.50 | - | 22.7 | - |
| 1757.8 | 1758.2 | 0.4 | 1756 | 1760 | 82.5 | 7 | | 17.5 | 23 | 7 | | | | 17.5 | 47.8 | 0.60 | - | 24.2 | - |
| **27242** | **ЮВ1** | 2597.2 | 2597.6 | 0.4 | 2593 | 2600 | 78.6 | 2 | | 5 | 14.7 | 2 | | | | 5 | 6.4 | 0.66 | 13.3 | 13 | - |
| 2598 | 2598.4 | 0.4 | 2593 | 2600 | 78.6 | 2 | | 5 | 14.6 | 2 | | | | 5 | 4.3 | 0.66 | 15.9 | 13 | - |
| 2599.2 | 2600 | 0.8 | 2593 | 2600 | 78.6 | 4 | | 5 | 15.8 | 4 | | | | 5 | 8.1 | 0.85 | 15.9 | 15.1 | - |
| **29057** | **АВ11-2** | 1753.6 | 1754.6 | 1 | 1763 | 1769 | 100 | 3 | | 3 | 22.9 | 2 | | | | 2 | 7.1 | 0.53 | 23.6 | 22.8 | - |
| 1754.6 | 1755.6 | 1 | 1763 | 1769 | 100 | 5 | | 5 | 21.8 | 3 | | | | 3 | 3.4 | 0.60 | 24.3 | 24.1 | - |
| 1755.6 | 1758.6 | 1 | 1763 | 1769 | 100 | 10 | | 3.3 | 21.2 | 12 | | | | 12 | 1.9 | 0.54 | 23.7 | 22.9 | - |
| **29079** | **ЮВ1** | 2555.8 | 2556.8 | 1 | 2539 | 2546.5 | 97.3 | 3 | | 3 | 24.1 | - | | | | - | - | 0.68 | - | - | - |
| **29674** | **ЮВ1** | 2574.8 | 2576.6 | 1.8 | 2573 | 2580 | 81.4 | 21 | | 11.7 | 16.9 | 14 | | | | 7.8 | 30.8 | 0.92 | 18.7 | 16.2 | - |
| 2577.8 | 2578.6 | 0.8 | 2573 | 2580 | 81.4 | 7 | | 8.75 | 16.4 | 1 | | | | 1.3 | 8.7 | 0.80 | 15.4 | 14.2 | - |
| 2583.2 | 2584.4 | 1.2 | 2580 | 2587 | 75.7 | 11 | | 9.2 | 17.4 | 11 | | | | 9.2 | 36.2 | 1,00 | 16.7 | 17.5 | - |
| 2584.4 | 2585.2 | 0.8 | 2580 | 2587 | 75.7 | 4 | | 5 | 18.5 | 4 | | | | 5 | 213 | 1,00 | 20.6 | 17.5 | - |
| 2585.2 | 2586.4 | 1.2 | 2580 | 2587 | 75.5 | 10 | | 8.3 | 16.6 | 8 | | | | 6.7 | 80.9 | 0.91 | 17.3 | 16.5 | - |
| 2586.4 | 2587.8 | 1.4 | 2580 | 2587 | 75.7 | 7 | | 5 | 16.3 | 5 | | | | 3.6 | 135.6 | 0.94 | 14.8 | 16.5 | - |
| **32295** | **АВ11**-2 | 1700.4 | 1701.4 | 1 | 1697 | 1701 | 73.8 | 9 | | 9 | 23.7 | 6 | | | | 6 | 9.4 | 0.36 | 23.7 | 20.7 | - |
| **АВ13** | 1716 | 1717.2 | 1.2 | 1716 | 1721 | 70 | 10 | | 8.3 | 24.5 | 6 | | | | 5 | 39.5 | 0.55 | 17 | 23.3 | - |
| 1725.4 | 1726 | 0.6 | 1726 | 1731 | 90 | 5 | | 8.3 | 23.9 | 2 | | | | 3.3 | 1 | 0.40 | 25.6 | 21.2 | - |
| **АВ2-3** | 1754.4 | 1755.6 | 1.2 | 1751 | 1756 | 71 | 24 | | 20 | 26.7 | 19 | | | | 15.8 | 135 | 0.73 | 23.3 | 25.3 | - |
| **32329** | **АВ11-2** | 1747.8 | 1749.2 | 1.4 | 1747 | 1754 | 71.4 | 14 | | 10 | 22.8 | - | | | | - | - | 0.30 | 24.5 | 19.9 | - |
| 1751.6 | 1752.8 | 1.2 | 1747 | 1754 | 71.4 | 9 | | 7.5 | 22.7 | - | | | | - | - | 0.30 | 21.8 | 19.5 | - |
| **АВ13** | 1777 | 1779 | 2 | 1773 | 1778 | 72 | 11 | | 5.5 | 23 | 4 | | | | 2 | 3 | 0.39 | 22.1 | 21.2 | - |
| **АВ2-3** | 1825.6 | 1827 | 1.4 | 1822 | 1828 | 83.3 | 18 | | 12.9 | 24.1 | 12 | | | | 8.6 | 3.6 | 0.46 | 23.8 | - | - |
| **АВ4-5** | 1830.2 | 1831 | 0.8 | 1828 | 1833 | 70 | 4 | | 5 | 24 | 2 | | | | 2.5 | 22.2 | 0.47 | 24.4 | 22.2 | - |
| **32685** | **БВ8** | 2188.6 | 2190.4 | 1.8 | 2187.5 | 2194 | 80 | 8 | | 4.4 | 22.1 | 2 | | | 1.1 | | 35.1 | 0.61 | 17.7 | - | - |
| 2191 | 2192 | 1 | 2187.5 | 2194 | 80 | 16 | | 16 | 15 | - | | | - | | - | 0.14 | 5.5 | 12 | - |
| 2195.2 | 2196.8 | 1.6 | 2194 | 2200 | 63.3 | 12 | |  | 14.1 | - | | | - | | - | 0.19 | 24.1 | 12 | - |
| 2201.2 | 2204.8 | 3.6 | 2200 | 2206.5 | 100 | 60 | | 16.6 | 25.7 | 53 | | | 14.7 | | 1683 | 0.82 | 33.3 | - | - |
| 2205.8 | 2206.4 | 0.8 | 2200 | 2206.4 | 100 | 2 | | 2.5 | 26.1 | 1 | | | 1.3 | | 989.9 | 1,00 | 27.8 | - | - |
| 2214.2 | 2216.2 | 2 | 2200 | 2207 | 100 | 8 | | 4 | 26.2 | 6 | | | 3 | | 1701 | 0.94 | 20.8 | - | - |
| **34553** | **ЮВ1** | 2503.2 | 2504 | 0.8 | 2503 | 2509 | 91.7 | 5 | | 6.25 | 17 | 4 | | | 5 | | 26.2 | 0.97 | 24.6 | 17.5 | - |
| 2505.2 | 2505.6 | 0.4 | 2503 | 2509 | 91.7 | 5 | | 12.5 | 17.8 | 2 | | | 5 | | 31.5 | 1,00 | 12.9 | - | - |
| 2510 | 2511.4 | 1.4 | 2509 | 2513 | 70 | 7 | | 5 | 15.5 | 6 | | | 4.3 | | 7.8 | 0.89 | 12.9 | 16.6 | - |
| **35681** | **БВ19-22** | 2359 | 2362.2 | 3.2 | 2359 | 2366 | 28.6 | 8 | | 2.2 | 18.2 | - | | | - | | - | 0.43 | 20.8 | - | - |
| 2377.8 | 2378.8 | 1 | 2378 | 2384 | 90 | 11 | | 11 | 17.8 | - | | | - | | - | 0.43 | 20.8 | 11.2 | - |
| 2380 | 2382.6 | 2.6 | 2378 | 2384 | 90 | 2 | | 0.8 | 20.4 | - | | | - | | - | 0.57 | 20.9 | 12.3 | - |
| 2398 | 2403.6 | 5.6 | 2398 | 2405 | 93.9 | 18 | | 3.2 | 14.5 | - | | | - | | - | 0.23 | 20.5 | 12 | - |
| **37763** | **ЮВ1** | 2484.6 | 2485.2 | 0.6 | 2479 | 2485.5 | 73.8 | 2 | | 3.3 | 14.3 | 1 | | | 1.7 | | - | 0.67 | - | 13.1 | - |
| 2485.2 | 2485.6 | 0.4 | 2479 | 2485.5 | 73.8 | 2 | | 5 | 14.8 | 2 | | | 5 | | 12.3 | 0.67 | - | 13.1 | - |
| **38171** | **ЮВ1** | 2486.6 | 2487.4 | 1.2 | 2483 | 2490 | 82.9 | 5 | | 6.2 | 15.3 | 4 | | | 3.3 | | 1.1 | 0.69 | - | 12.8 | - |
| 2507.2 | 2507.6 | 0.4 | 2497.5 | 2505 | 70.8 | 2 | | 5 | 16.5 | - | | | - | | - | 1,00 | - | 17.5 | - |
| 2508 | 2510.6 | 0.4 | 2497.5 | 2505 | 70.8 | 11 | | 4.2 | 15.9 | - | | | - | | - | 0.93 | - | 17.5 | - |
| **39640** | **ЮВ1** | 2467 | 2467.6 | 0.6 | 2465 | 2473 | 71.3 | 7 | | 11.7 | 16 | 7 | | | 11.7 | | 29.4 | 0.82 | 18.2 | 14.4 | - |
| 2467.6 | 2468.4 | 0.8 | 2465 | 2473 | 71.3 | 5 | | 6.25 | 18.1 | 5 | | | 6.3 | | 98 | 0.89 | 18.2 | 15.7 | - |
| 2468.4 | 2469.4 | 1 | 2465 | 2473 | 71.3 | 7 | | 7 | 18.5 | 7 | | | 7 | | 124.6 | 0.89 | 18.2 | 15.7 | - |
| 2469.4 | 2469.8 | 0.4 | 2465 | 2473 | 71.3 | 3 | | 7.5 | 15 | 3 | | | 7.5 | | 2 | 0.85 | 14.5 | 15.7 | - |
| 2469.8 | 2470.4 | 0.6 | 2465 | 2473 | 71.3 | 5 | | 8.3 | 16 | 5 | | | 8.3 | | 5.7 | 0.89 | 14.5 | 15.7 | - |
| **40720** | **ЮВ1** | 2474.2 | 2475 | 0.8 | 2476 | 2481.3 | 100 | 5 | | 6.25 | 14.5 | 4 | | | 5 | | 2.1 | 0.79 | 13.9 | 14 | - |
| 2477.2 | 2478 | 0.8 | 2476 | 2481.3 | 100 | 4 | | 5 | 17.6 | 4 | | | 5 | | 18.3 | 0.88 | 18.3 | 15.5 | - |
| 2478 | 2478.6 | 0.6 | 2476 | 2481.3 | 100 | 2 | | 3.3 | 17.3 | 2 | | | 3.3 | | 35.3 | 0.88 | 18.3 | 15.5 | - |
| 2478.6 | 2479.6 | 1 | 2476 | 2481.3 | 100 | 4 | | 4 | 17.5 | 4 | | | 4 | | 39.7 | 0.88 | 18.3 | 15.5 | - |
| 2479.6 | 2480.6 | 1 | 2476 | 2481.3 | 100 | 5 | | 5 | 18.4 | 3 | | | 3 | | 70 | 0.88 | 16.4 | 15.5 | - |
| **43043** | **АВ13** | 1773.8 | 1774.4 | 0.6 | 1769 | 1775 | 75 | 2 | | 3.3 | 20.5 | - | | | - | | - | 0.43 | 21.6 | 21.7 | - |
| 1776.6 | 1777.4 | 0.8 | 1775 | 1781 | 83.3 | 8 | | 10 | 22 | 8 | | | 10 | | 14.7 | 0.57 | 22 | 24.2 | - |
| 1777.4 | 1778.8 | 1.4 | 1775 | 1781 | 83.3 | 9 | | 6.4 | 23.8 | 9 | | | 6.4 | | 6.3 | 0.64 | 22.8 | 24.2 | - |
| **43114** | **АВ13** | 1777.4 | 1778 | 0.6 | 1778 | 1784 | 75 | 5 | | 8.33 | 25.4 | 5 | | 8.3 | | | 411.9 | 0.82 | 25 | 26.5 | - |
| 1778 | 1779 | 1 | 1778 | 1784 | 75 | 4 | | 4 | 26.8 | - | | - | | | - | 0.82 | 27.9 | 26.5 | - |
| 1779.4 | 1781.2 | 1.8 | 1778 | 1784 | 75 | 2 | | 3 | 25.9 | - | | - | | | - | 0.84 | - | 28 | - |
| **43126** | **ЮВ1** | 2548.6 | 2551 | 2.4 | 2549 | 2554 | 74 | 9 | | 3.7 | 18 | 5 | | 2.1 | | | 18.1 | 1,00 | 20 | 17.5 | - |
| **43133** | **АВ11-2** | 1746.2 | 1746.6 | 0.4 | 1735 | 1741 | 83.3 | 2 | | 5 | 20.5 | 2 | | 5 | | | 0.5 | 0.40 | 19.4 | 21.3 | - |
| **АВ13** | 1762.4 | 1763.2 | 0.8 | 1762 | 1768 | 86.7 | 6 | | 7.5 | 25 | 6 | | 7.5 | | | 140.2 | 0.80 | 22.6 | 27 | - |
| 1756.8 | 1758.6 | 1.8 | 1749 | 1756 | 70.7 | 8 | | 4.4 | 21.5 | - | | - | | | - | 0.50 | 22.8 | 22.7 | - |
| 1759 | 1760 | 1 | 1756 | 1762 | 83.3 | 7 | | 7 | 25.6 | - | | - | | | - | 0.69 | 26.1 | 25.2 | - |
| 1761.4 | 1762.4 | 1 | 1756 | 1762 | 83.3 | 6 | | 6 | 24.7 | 6 | | 6 | | | 320.6 | 0.78 | 26.3 | 27 | - |
| **43139** | **ЮВ1** | 2608.4 | 2609 | 0.6 | 2604.5 | 2610 | 81.8 | 3 | | 5 | 15.5 | 2 | |  | | | 7.1 | 0.68 | 6.8 | 13 | - |
| **43244** | **АВ11-2** | 1743.8 | 1745.2 | 1.4 | 1741 | 1749 | 81.9 | 5 | 3.6/2.1 | | 22.6 | 3 | | 2.1 | | | 4.9 | 0.36 | 20.5 | 20.8 | - |
| **43309** | **АВ13** | 1752.8 | 1757.2 | 4.4 | 1752.5 | 1757.5 | 89 | 26 | 5.9 | | 21.1 | 16 | | 3.6 | | | 4.6 | 0.34 | 18.1 | 20.1 | - |
| 1766.6 | 1769.4 | 2.8 | 1767.5 | 1772.5 | 91 | 16 | 5.7 | | 22.6 | 12 | | 4.3 | | | 17.5 | 0.44 | 26.6 | 21.7 | - |
| **АВ2-3** | 1794.2 | 1797 | 2.8 | 1791 | 1797 | 95.8 | 17 | 6.1 | | 25.4 | 17 | | 6.1 | | | 80.9 | 0.79 | 32.9 | 26.4 | - |
| 1798.4 | 1800 | 1.6 | 1797 | 1802 | 94 | 14 | 8.8 | | 23.6 | 13 | | 8.1 | | | 77.8 | 0.64 | 20 | 24.5 | - |
| 1800 | 1801.4 | 1.4 | 1797 | 1802 | 94 | 5 | 3.6 | | 25 | 5 | | 3.6 | | | 224.4 | 0.80 | 21.5 | 27 | - |
| **ЮВ1** | 2601 | 2603.2 | 2.2 | 2598 | 2604.5 | 100 | 13 | 5.9 | | 15.5 | 9 | | 4.1 | | | 1.5 | 0.71 | 15.5 | 12.9 | - |
| 2605 | 2607 | 2 | 2604.5 | 2610 | 85.5 | 13 | 6.5 | | 14.3 | 8 | | 4 | | | - | 0.66 | 14.3 | 13 | - |
| **51306** | **АВ11-2** | 1871.4 | 1872 | 0.5 | 1870.5 | 1876.5 | 94.2 | 2 | 3.3 | | 23.3 | - | | - | | | - | 0.56 | 23.3 | 23.3 | - |
| **АВ13** | 1892.8 | 1893.8 | 1 | 1890.5 | 1896.5 | 77.5 | 3 | 3 | | 24.1 | 2 | | 2 | | | 19.4 | 0.50 | 24.1 | - | - |
| **51312** | **ЮВ1** | 2579 | 2579.6 | 0.6 | 2578 | 2583 | 84 | 2 | 3.3 | | 17.7 | 2 | | 3.3 | | | 37.5 | 0.90 | 15 | 15.8 | - |
| 2579.6 | 2580.8 | 1.2 | 2578 | 2583 | 84 | 5 | 4.2 | | 15.7 | 4 | | 3.3 | | | 20.5 | 0.90 | 15 | 15.8 | - |
| **61083** | **ЮВ1** | 2453.8 | 2454.4 | 0.6 | 2451.5 | 2454 | 80 | 3 | 5 | | 17.5 | 3 | | 5 | | | 22.4 | 0.98 | 20 | 17.1 | - |
| **65008** | **ЮВ1** | 2503.6 | 2505.4 | 1.2 | 2491 | 2498.5 | 89.3 | 11 | 6.1 | | 17 | 10 | | 8.3 | | | 11.4 | 0.93 | 14.6 | 17.3 | - |
| 2505.4 | 2506.4 | 1 | 2491 | 2498.5 | 89.3 | 4 | 4 | | 17.2 | 4 | | 4 | | | 27.5 | 0.98 | 14.6 | 17.3 | - |
| 2506.4 | 2507.4 | 1 | 2491 | 2498.5 | 89.3 | 4 | 4 | | 16.2 | 4 | | 4 | | | 15 | 0.90 | 20.1 | 17.3 | - |
| **1047p** | **БВ19-22** | 2335.8 | 2338.2 | 2.4 | 2332 | 2344 | 81.7 | 13 | 5.4 | | 19 | 13 | | 5.4 | | | 7.9 | 0.58 | 18.9 | 20.8 | - |
| **1052R** | **БВ17-18** | 2288.6 | 2289.6 | 1 | 2285.8 | 2291.8 | 97.5 | 4 | 4 | | 19.1 | 3 | | 3 | | | 6.2 | 0.61 | 14 | - | - |
| 2293.4 | 2294.4 | 1 | 2291.8 | 2299 | 79.2 | 12 | 12 | | 18.9 | 10 | | 10 | | | 21.5 | 0.62 | 17.3 | - | - |
| 2294.4 | 2295.6 | 1.2 | 2291.8 | 2299 | 79.2 | 7 | 5.8 | | 21 | 5 | | 4.2 | | | 33.4 | 0.62 | 24.2 | - | - |
| **БВ19-22** | 2310.4 | 2311.4 | 1 | 2306.8 | 2314.3 | 92 | 9 | 9 | | 20.6 | 7 | | 7 | | | 33.4 | 0.75 | 23.5 | - | - |

Продолжение табл. 1.5.6

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 |
| **167R** | **АВ11-2** | 1734 | 1734.4 | 0.4 | 1729.5 | 1737 | 100 | 4 | 10 | 24.1 | 2 | 5 | 69.5 | 0.56 | 18.2 | 24.5 | - |
| **АВ13** | 1750.6 | 1751.8 | 1.2 | 1749 | 1760.5 | 98.3 | 11 | 9.2 | 24.8 | 11 | 9.2 | 132.9 | 0.77 | 15.1 | 28 | - |
| **190Е** | **АВ11-2** | 1716.2 | 1716.6 | 1.4 | 1717 | 1724 | 100 | 13 | 9.3 | 20.5 | 11 | 7.9 | 1.4 | 0.37 | - | 20.9 | - |
| **3оц** | **АВ2-3** | 1695.2 | 1696 | 0.8 | 1693.3 | 1697.8 | - | 12 | 15 | 23.2 | 2 | 2.5 | 0.5 | 0.35 | 23.5 | 21.6 | - |
| **АВ4-5** | 1745.6 | 1746.2 | 0.6 | 1741.6 | 1745.6 | - | 3 | 5 | 26.5 | 2 | 3.3 | 143.6 | 0.80 | 33.3 | 27.6 | - |
| 1747.2 | 1748.8 | 1.6 | 1745.6 | 1748.5 | - | 6 | 3.75 | 27.9 | 3 | 1.9 | 140 | 0.76 | 21.2 | 27.2 | - |
| **4оц** | **АВ11-2** | 1654 | 1655.8 | 1.8 | 1655 | 1661 | 98 | 5 | 2.8 | 23.1 | 5 | 2.8 |  | 0.33 | 27.2 | 21.4 | - |
| 1661.4 | 1664.2 | 2.8 | 1662.4 | 1668.9 | - | 8 | 2.9 | 23.8 | 8 | 2.9 | 7.4 | 0.37 | 23.9 | 21.9 | - |
| 1670 | 1671.8 | 1.8 | 1671.9 | 1677.9 | - | 7 | 3.9 | 25.2 | 7 | 3.9 | 12 | 0.52 | 33.1 | 24.4 | - |
| **АВ13** | 1674.6 | 1677.4 | 2.8 | 1671.9 | 1677.9 | - | 7 | 2.5 | 23.8 | 7 | 2.5 | 13.9 | 0.44 | 24.8 | 22.8 | - |
| 1679.6 | 1681.8 | 2.2 | 1677.9 | 1684.55 | - | 5 | 2.3 | 24.8 | 5 | 2.3 | 104.2 | 0.58 | 28.8 | 24.7 | 24.2 |
| **АВ4-5** | 1735.2 | 1736.2 | 1 | 1730 | 1735.3 | - | 8 | 8 | 22.5 | 8 | 8 | 4.9 | 0.44 | - | 22.8 | - |
| 1739.8 | 1742.6 | 2.8 | 1738.5 | 1741.2 | - | 7 | 2.5 | 27.7 | 7 | 2.5 | 155.8 | 0.69 | - | 26.1 | 27.3 |
| 1747.6 | 1748.4 | 0.8 | 1744.7 | 1747.5 | - | 4 | 5 | 27.7 | 4 | 5 | 454.3 | 0.76 | 23.2 | 27 | 28.5 |
| 1755 | 1757.4 | 2.4 | 1747.5 | 1753.8 | - | 6 | 2.5 | 29.3 | - | - | - | 0.80 | 24.2 | 27.5 | 27.3 |
| **АВ4-5** | 1760.6 | 1762.8 | 2.2 | 1761.3 | 1765.9 | - | 8 | 3.6 | 27.1 | - | - | - | 0.81 | 28.5 | 27.8 | 27.3 |
| **БВ8** | 2080.2 | 2081.2 | 1 | 2079.3 | 2085.5 | - | 7 | 7 | 22.5 | 7 | 7 | 12.8 | 0.68 | 23.7 | 20.8 | 22.6 |
| 2087.6 | 2088.2 | 0.6 | 2085.5 | 2092.3 | - | 3 | 3 | 24.2 | 3 | 5 | 46.2 | 0.74 | 24.7 | - | - |
| 2105.2 | 2106.2 | 1 | 2104.3 | 2110.3 | - | 3 | 3 | 22.8 | 3 | 3 | 27.3 | 0.75 | 23.7 | 23 | 22.6 |
| **БВ10** | 2190.4 | 2192.8 | 2.4 | 2189.4 | 2195.7 | - | 1 | 0.4 | 25.7 | 5 | 2.1 | 1158 | 0.79 | 19 | 22.6 | 22.6 |
| **ЮВ1** | 2450.4 | 2451.2 | 0.8 | 2448 | 2452 | - | 2 | 3 | 18.5 | 2 | 2.5 | 70.9 | 1,00 | 14.8 | 18.2 | 21.4 |

*Оценка коэффициента пористости по методу потенциалов собственной поляризации*использовалась в качестве подсчетного параметра основных продуктивных пластов Самотлорского месторождения, так как метод СП выполнен во всех скважинах месторождения, качество записи удовлетворительное, методика физически обоснована для коллекторов порового типа с рассеянной глинистостью. Недостатком методики является отсутствие универсальной зависимости между Кп и сп, что делает необходимым построение эмпирических связей типа "керн - ГИС" для каждого изучаемого пласта или группы пластов. Коэффициент корреляции равен 0.82.



На основании сопоставлений значений пористости по керну и по различным методам ГИС (ГГК, НК, СП) можно сделать вывод, что наиболее точно Кп оценивается по методам ГГК и СП. Однако отсутствие исследований кривых ГГК по большинству скважин не позволяет рассматривать гамма-гамма каротаж, как основной метод оценки коэффициента пористости по всем скважинам месторождения. Поэтому в качестве базового использовался метод СП.

Подтверждение и уточнение зависимостей Кп=f(сп), приведенных в отчете по подсчету запасов 1987г., производилось путем сопоставления значений Кп, полученных на образцах керна, и относительных показаний метода СП по скважинам, пробуренным после 1987г. Для проверки связей Кп=f(сп) использовались скважины с выносом керна 70% и числом исследованных образцов на 1м 2. На зависимости Кп=f(сп) наносился привязанный керн по скважинам после 1987 г., керн из подсчета запасов 1987 г. и точки КпГГКп. Учитывая тесную связь Кп(керн) и Кп(ГГК), значения коэффициента пористости по ГГК могут быть дополнительными для зависимостей Кп=f(сп). Высокие коэффициенты корреляции связей Кп=f(сп), меняющиеся от 0,75 (пласты групп АВ) до 0,78 (пласты БВ19-22), позволяют подтвердить принятые при подсчете запасов 1987 г. следующие уравнения регрессий (таблица 1.5.3.):



АВ Кп=13,2сп+17 (R=0,75);



БВ8-10 Кп=13,4сп+13 (R=0,73);



БВ19-22 Кп=12,8сп+11,98 (R=0,78) .



Исключение составляет зависимость Кп=f(сп) для пласта ЮВ1, которая была уточнена. На новой зависимости стало 117 точек с выносом керна более 70% и N/h=2 (по скважинам после 1987 г.) по сравнению с 23 точками на первоначальной зависимости. Уточненная зависимость описывается кусочно-линейным уравнением (табл. 1.5.3.):



ЮВ1 Кп=8,175сп+8,73 для сп<0,8 (R = 0,81);



Кп=18,65сп+0,35 для сп>0,8 (R= 0,74).



При экспертизе раздела геофизических исследований подсчета запасов 1987 г. было высказано замечание, что при подсчете запасов использовались значения пористости, полученные при атмосферных, а не пластовых условиях. Рекомендовалось привести петрофизическое обеспечение интерпретации ГИС к современным лабораторным технологиям, что было сделано к настоящему подсчету запасов.

Во ВНИГНИ в результате экспериментальных исследований керна из новых оценочных скважин 3оц и 4оц Самотлорского месторождения были получены поправки за пластовые условия в значения коэффициента пористости, указанные ниже, а также

в табл. 1.5.3.:

АВ Кп.пл=0,95Кп;

БВ8 Кп.пл=0,94Кп;

БВ10 Кп.пл=0,93Кп;

БВ19-22 Кп.пл=0,925Кп;

ЮВ1 Кп.пл=0,92Кп.

Уравнения для оценки пористости по показаниям метода СП Кп=f(сп) с учетом термобарических поправок приобрели следующий вид (табл. 1.5.3.):



АВ КПпл =12,54 сп +16,15



БВ8 Кппл =12,6сп+12,22



БВ10 Кппл =12,46сп+12,09



БВ19-22 Кппл =11,776сп+11,02



ЮВ 1 Кппл =7,52сп+8 для сп<0,8



КПпл =17,16сп+0,322 для сп>0,8.



Необходимо отметить, что введение поправки за пластовые условия приводит к *уменьшению* абсолютных значений коэффициентов пористости по сравнению с величинами Кп при атмосферных условиях. Уменьшение абсолютных величин Кп в среднем составляет 1% и только в пластах БВ10 и БВ19-22 – 1,6%. Относительное уменьшение пористости за счет учета пластовых условий в среднем равно 5,6% при диапазоне от 2% (пл.АВ13) до 10% (пл.БВ19-22).

***Определение коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов***

Коэффициент нефтегазонасыщенности в практике подсчета запасов определяется двумя способами:

* с использованием эмпирических связей Pп=f(Kп) и Pн=f(Kв), построенных по результатам исследований керна из скважин, пробуренных на обычных буровых растворах. Эти связи должны быть получены для данного типа коллектора и данного месторождения. Обязательным условием их применения является наличие достоверных сведений об удельном электрическом сопротивлении пластовой воды ρВ;
* с использованием обобщенных зависимостей ρп=f(Wв), где Wв - объемная водонасыщенность (Wв=КпКв), построенных по результатам исследований керна из скважин, пробуренных на РНО. Эти связи могут использоваться по ряду близко расположенных месторождений с дифференциацией по тектоническим сводам или стратиграфическим интервалам. Преимущество зависимостей п = f(Wв) также состоит в том, что для их использования не требуется знания ρв.



*Оценка коэффициента нефтенасыщенности коллекторов газовой шапки*

Газовая шапка на Самотлорском месторождении присутствует в пластах группы АВ. Наличие остаточной нефти в газовых шапках Самотлорского и других нефтяных

месторождений Западной Сибири доказано комплексными исследованиями керна совместно с результатами интерпретации материалов ГИС.

При подготовке и выполнении настоящего пересчета запасов в зоне газовой шапки на обычном глинистом растворе были пробурены оценочные скважины 3оц и 4оц со сплошным выносом керна. Число исследованных образцов, диапазоны изменения и средние значения коэффициента нефтенасыщенности (остаточной) Кно в пластах с газовой шапкой оказаны ниже:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Пласт | Число образцов | Кно %/сред. знач.,  Диапазон изменения |
| АВ11-2 | 15 | 7,1 - 35,5/14,5 |
| АВ13 | нет определений | - |
| АВ2-3 | 7 | 7,2 - 20,1/12,0 |
| АВ4-5 | нет определений | - |

Анализ показал, что не просматриваются тенденции увеличения значений Кно от верхней части разреза к уровню ГНК. Сопоставление величин Кно с фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов скв. 3оц и 4оц показало практическое отсутствие корреляции между параметрами. Однако, средние значения Кно, полученные по керну скв. 3оц и 4оц, оказались очень близкими к принятым в отчете 1987г. величинам Кно по пластам АВ1 и АВ2-3.

В итоге были использованы значения Кн в газовой шапке, принятые в предыдущем подсчете запасов и подтвержденные керновыми данными оценочных скважин 3оц и 4оц, а именно: в пластах АВ1 Кн=17%, в пластах от АВ2-3 и ниже Кн=12%.

**Пример**.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Метод ГИС | Масштаб | Интервал исследований | Качество |
| Стандартный каротаж  (ПС, КС)  Боковой каротаж (БК)  ВИКИЗ  Резистивиметрия  Радиоактивный каротаж  КВ  Акустический каротаж  Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК-П)  Термометрия  Инклинометрия | 1:500  1:200  1:200  1:200  1:200  1:200  1:500  1:200  1:200  1:200  1:200 | 1816,8-1978,0  1777,8-1978,0  1816,0-1978,0  1796,2-1978,0  1821,0-1974,0  1084,2-1975,0  1820,4-1977,0  1831,2-1970,0  40,0-1976,0 | Удовл  Удовл  Удовл  Удовл  Удовл  Удовл  Удовл  Удовл |

В качестве примера анализа проведения геофизических работ возьмём заключение по промыслово-геофизическим исследованиям Самотлорского месторождения скважины куста 1250b.

На данной скважине были проведены исследования:

Данный комплекс ГИС решил основные задачи:

1. литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией;
2. выделение коллекторов;
3. оценка фильтрационно-ёмкостных свойств пластов (пористости,  
   глинистости, проницаемости);
4. оценка характера насыщения коллекторов;
5. определение водонефтяного, газонефтяного, газоводяного контактов, с  
   последующей привязкой интервалов перфорации;
6. контроль качества цементирования и других параметров  
   технологического состояния скважины.

Заключение по оперативной интерпретации данных ГИС.

По пласту AB1(p)

Интервал обработки 1896,6-1942,4 м

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | H  Hабс | УЭС  Апс | КпНК  КпПС | КпГГК | КпАК | Кпр  Кгл | Кнг |
| По нефт. зоне  Зона ПН  По н. в. зоне | 16,8  16,7  9,8  9,7  2,8  2,8 | 5,8  0,62  4,4  0,66  3,5  0,77 | 25,6  25,2  25,5  25,7  25,4  27,1 | 22,6  22,6  26,3 | 27,7  27,9  31,4 | 41,3  12,9  36,9  10,3  33,8  8,2 | 53,3  44  36,1 |

Коэффициент песчанистости 0,642

По пласту AB1(3)

Интервал обработки 1945.6-1964.8 м

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | H  Hабс | УЭС  Апс | КпНК  КпПС | КпГГК | КпАК | Кпр  Кгл |
| По водон. зоне | 6,4  6,3 | 2,6  0,69 | 29,1  26,2 | 21,3 | 26,2 | 940,2  12,2 |

Коэффициент песчанистости 0,333

# 2. Проектная часть

## 2.1. Выбор участка работ

Самотлорское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на восточном склоне структуры первого порядка Нижневартовского свода, в пределах Тарховского куполовидного поднятия, которое объединяет структуры III порядка Самотлорскую, Мартовскую, Северо-Самотлорскую, Белозерскую, Черногорскую и др. Эти структуры оконтуриваются изогипсой - 2350-2 375 м и имеют амплитуды 50-100 м.

За период, прошедший после последнего подсчета запасов углеводородов Самотлорского месторождения, были выявлены дополнительно несколько новых объектов: пласт БВ0 поделен два подобъекта БВ01 и БВ02, выделены объекты БВ3, БВ4, БВ71, БВ72, БВ16, БВ17-18. Основные же изменения коснулись расширения границ месторождения за счёт приобщения в его западной и южной частях значительных площадей нефтеносности. Материалы бурения новых разведочных и эксплуатационных скважин вкупе c углубленными эксплуатацонными скважинами способствовали уточнению подсчетных параметров, положения газо-нефте-водяных контактов (ГНК, ВНК, ГВК) и границ залегания выявленных ранее изолированных залежей нефти и газа, а также установлению новых залежей в составе принятых подсчетных объектов.

Для уточнения подсчетных параметров, положения газо-нефте-водяных контактов (ГНК, ВНК, ГВК) и границ залегания выявленных ранее изолированных залежей нефти и газа, а также установлению новых залежей в составе принятых подсчетных объектов проектируется 6-ть скважин для доразведки с последующей эксплуатацией месторождения.

## 2.2. Априорная ФГМ объекта и задачи работ

Породы Самотлорского месторождения характеризуются следующими физическими свойствами присущими всем породам терригенного разреза (табл.2.1.):

Таблица 2.1

Физические свойства горных пород.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Горная порода | Удельное электрическое сопротивление рп, Омм | Естественная радиоактивность γ, мкР/ч | Плотность δ, г/см3 | Скорость продольной волны по породе υр, м/с |
| Глина  Песчаник  Аргиллит  Алевролит | 1-20  20-1000  5-400  10-600 | 4-25  1-15  5-30  4-15 | 1.9-2.2  2.0-2.5  2.0-2.7  1.9-2.5 | 1200-2500  1500-2500  3000-6000  1300-2500 |

Пористые проницаемые породы, обладающие способностью вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке, называют коллекторами. Ими в основном являются пески и песчаники, алевролиты, известняки и доломиты. К непроницаемым относятся глины, аргиллиты, соли и гипсы.

Качество коллектора определяется его фильтрациооно-емкостными свойствами, называемые также коллекторскими: пористость, проницаемость, нефтегазонасыщеность, глинистость и др.

Предварительно считается, что коллекторы Самотлорского месторождения развиты в песчаных, алевролитовых, аргиллитовых, песчано-алевролитовых породах. Песчаный тип коллектора характеризуется монолитным строением пласта, песчано-алевролитовый тип часто осложнен 1-2 непроницаемыми пропластками толщиной 0.5-4м.

Удельное электрическое сопротивление в глинах очень низкое по сравнению с песчаными коллекторами. В зоне проникновения характеристики сопротивления рс< рзп < рп,

Рс < Рзп = Рп

Амплитуда Ucn в глинах максимальная, в песчаниках минимальная.

На кавернограмме dc > dH в глинах и dc < dH в песчаниках.

Для гамма-метода методов в глинах показания будут максимальные, а в песчаниках средние. Диаметр скважины за счет проникновения промывочной жидкости в продуктивной части горизонта будет меньше чем во вмещающих породах.

На этапе проектирования геофизических работ формируется априорная ФГМ искомого объекта и с её помощью определяется тактика и параметры геофизических наблюдений.

На основе физических свойств пород терригенного разреза можно схематически составить физико-геологическую модель разреза, с помощью которой можно проследить, как выделяются интересующие нас породы по данным геофизического каротажа, а также продумать комплекс геофизических в скважинах с более точным расчленением разреза (Рис.2.1.).

ПЛОТНЫЙ ПЕСЧАНИК

ННК-Т(б)

НГК

220

190

10

d, мм

# *ГК*

I, мкр/час

σ, г/см3

р,Омм

20

КC

50

0

КВ

ГГК-П

0

160

200

10

0

2,8

2,2

ПЕСЧ. НЕФТЕН.

ПЕСЧ. ВОДОН.

АЛЕВРОЛИТ ВОДОН.

АРГЕЛЛИТ

# Рис. 2.1 Физико-геологическая модель продуктивной части разреза

## 2.3. Выбор методов исследований и их задачи

Основными факторами, определяющими выбор комплекса стандартных методов ГИС, являются степень сложности изучаемого разреза, особенности технологии бурения, включая горно-технические условия в скважине.

В бурящихся скважинах Самотлорского месторождения геофизические исследования проводились обязательным комплексом методов, утвержденным на основе типовых комплексов с учетом специфики бурения разведочных и эксплуатационных скважин. Выполняемый комплекс ГИС обеспечивает в обычных условиях решение типовых геологических задач:

*литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией;*

*выделение коллекторов;*

*оценка фильтрационно-ёмкостных свойств пластов (пористости, глинистости, проницаемости);*

*оценка характера насыщения коллекторов;*

*определение водонефтяного, газонефтяного, газоводяного контактов, с последующей привязкой интервалов перфорации;*

*контроль качества цементирования и других параметров технологического состояния скважины.*

Задача литологического расчленения разреза решается при условии дифференциации пород, слагающих разрез, по физическим свойствам. К таковым можно отнести удельное электрическое сопротивление (УЭС), поляризационные свойства, плотностные свойства, акустические свойства, естественная радиоактивность пород и др.

В песчано-глинистом разрезе Самотлорского месторождения задачу расчленения и определения литологического состава разреза можно решить, применяя следующие методы геофизических исследований скважин: ПС, КС, БКЗ, dc, ИК и др. Основными дифференцирующими признаками для литологического расчленения разреза и выделения коллекторов являются: сужение ствола скважины против пласта коллектора вследствие образования глинистой корки, которая фиксируется на кавернограмме и профилеграмме, наличие радиального градиента сопротивления, устанавливаемого по данным электрических методов с различной глубиной исследования (БКЗ), образование отрицательной аномалии ПС, сравнительно высокая естественная радиоактивность глин и низкая песчаников.

Дополнительным признаком коллектора будет являться расхождение показаний МБК и БК.

Выше перечисленные методы могут применяться для большинства поставленных задач. В дополнении к ним для определения характера насыщения коллектора водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов необходимо будет применение методов акустического каротажа (АКШ), высокочастотного индукционного зондирования (ВИКИЗ), плотностного гамма-каротажа (ГГП), нейтронного каротажа (НКТ).

В проектируемый комплекс ГИС будут входить методы:

- стандартный каротаж;

- боковое каротажное (электрическое) зондирование (БК3, БЭ3);

- индукционный каротаж (ИК);

- боковой каротаж (БК);

- микрозондирование (МКЗ);

- микробоковой каротаж (МБК);

- кавернометрия (КВ);

- радиоактивный каротаж (ГК, НКТ, НГК);

- акустический каротаж (АК);

- плотностной гамма-гамма каротаж ( ГГК-П);

- резистивиметрия;

- инклинометрия;

- цементометрия (ОЦК, АКЦ).

а) БКЗ+ПС+резистивиметрия для изучения радиального градиента УС вдоль диаметра зоны проникновения;

б) МБК+микрокавернометрия (МКВ) для определения УС промытой зоны, толщины глинистой корки с целью уточнения местоположения границ коллектора;

в) БК для изучения зоны проникновения и уточнения границ пластов;

г) ИК для определения электропроводности пластов при слабопроводящей промывочной жидкости;

д) кавернометрия (KB) и профилеметрия (ПР) для определения кавернозности ствола скважины;

е) ВИКИЗ дляизмерения кажущегося удельного сопротивленияс помощью 5 электромагнитных зондов и потенциала самопроизвольной поляризации ПС.

ж) ГГП для определения пористости пласта;

з) ГК, НКТ для определения насыщенности коллектора водонефтяного контакта, пористости и др.;

е)АКШ для выделения высокопористых участков разреза, газонасыщенных участков коллектора, газонефтяного контакта и др.

Для контроля технологического состояния скважины будут применены следующие методы: акустическая цементометрия (АКЦ), плотностная цементометрия (Ц-8-12), инклинометрия, для уточнения привязки - магнитолокация муфт (МЛМ).

Данный комплекс составлен на основании обязательного комплекса ГИС применяемого в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, с учетом опыта ранее проводимых работ ГИС на Самотлорском месторождении.

## 2.4. Методика и техника проведения работ

Геофизические исследования в скважинах проводят по общепринятой схеме проведения работ.

Эталонирование и настройку аппаратуры будет осуществлять на базе экспедиции, а метрологическую поверку аппаратуры на скважине перед началом каротажа.

***Стандартный каротаж*** будет включать запись потенциал-зондом (ПЗ) А 0,5М6N или А 0,5М11N с одновременной записью кривой потенциалов собственной поляризации (СП). Масштаб записи кривой потенциал-зонда 2,5 Омм/см; СП- 12,5 мВ/см. Применяемая аппаратура Э-1 и К-3.

***Боковое каротажное зондирование*** (БКЗ) будет выполняться последовательными градиент-зондами размерами АО=0,45; 1,05м; 2,25м; 4,25м и одним обращенным зондом (ОГЗ) размером 2,25м. Масштаб записи кривых КС\_2,5Омм/см. Применяемая аппаратура - Э.1, К-3.

***Индукционный метод (ИК)*.** Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см, аппаратура ИК-100, ПИК-1М, КАС, АИК-М, зонды 4ФО,75; 4И1; 6Ф1.

***Боковой каротаж (БК).***  Запись будет проводиться в логарифмическом масштабе с модулем 6,25 см. скорость записи и аппаратура такие же, как и при КС.

***Микрозондирование (МКЗ)***. В эксплуатационных скважинах микрозондирование будет выполняться при угле наклона ствола в интервале детальных исследований не более 150. Запись будет проводится микроградиент-зондом А0,025М0,025N и микропотенциал-зондом А0,05М. Масштаб записи 2,5Омм/см. Аппаратура Э-2, МДО.

***Микробоковой метод (МБК)***. Масштаб записи 2,5Омм/см, аппаратура Э-2, К-3.

***Кавернометрия (КВ.)*** Запись КВ будет проводиться в скважинах с углами наклона ствола в интервале детальных исследований не превышающих 150. Масштаб записи 2см/см.

***Радиометрические исследования*** включают гамма-метод (ГК), и нейтронный метод (НМ). Запись кривых ГК будет проводиться аппаратурой ДРСТ-1, ДРСТ-3, РКС-3. Скорость регистрации 350-800м/ч при постоянной времени интегрирующей ячейки 6-12с.

***Акустический каротаж (АК).*** Запись будет проводится аппаратурой АКШ со скоростью до 2000 м/ч, масштаб записи кривых A1 и А2 *-* 0,5 В/см, lg(A1/A2) - 2 дБ/см; T1 и Т2- 50 мкс/см, ΔT - 20 мкс/м/см.

***Гамма-гамма-плотностной метод (ГГК-П).*** ГТП будет проводиться аппаратурой СГП-2. Источник гамма-квантов – Cs-137. Детектор гамма-квантов - сцинтилляционный счетчик NaJ (25x30, 25x40). Постоянная интегрирующей ячейки τ = 6 мс. Масштаб записи 0,1 г/см3/см. Скорость регистрации -200 м/ч.

***Резистивиметрия.*** Будет проводиться аппаратурой КЗ со скоростью записи 2000 - 2500 м/ч, масштаб записи 1,0-2,0 Ом•м/см.

***Инклинометрия.*** Будетпроводиться по указанию технологической службы прибором ИОН с непрерывной записью или прибором ИМММ с записью через 20 м.

***Плотностная цементометрия.*** Будет проводиться аппаратурой ЦМ - 8/12 в интервале обсаженного ствола кондуктора и технической колонны, при исследованиях в эксплуатационной колонне будет использована аппаратура СГДТ-НВ. Запись будет проводится со скоростью 200 м/ч.

***Акустическая цементометрия.*** Будет проводиться прибором АКЦ или УЗБА с записью ФКД со скоростью до 2000 м/с.

2.4.1. Физические основы методов ГИС

###### Электрические методы

### Методы потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС)

Методы потенциалов самопроизвольной поляризации горных пород основаны на изучении естественных электрических полей в скважинах. Естественные поля возникают в результате электрической активности диффузионно-адсорбционного, окислительно-восстановительного, фильтрационного и электродного характера. Диаграммы методов ПС характеризуют изменения соответствующих потенциалов - диффузионно-адсорбционных, фильтрационных, электродных в зависимости от глубины скважины.

Физические основы метода ПС

Главную роль в формировании естественных электричес­ких полей в скважине, заполненной буровым раствором на вод­ной основе, играют потенциалы диффузионного происхождения. Исследования методом СП проводят, регистрируя диаграм­му изменения по разрезу скважины разности потенциалов меж­ду электродом М, перемещающимся по стволу скважины, и электродом N, расположенным на земной поверхности близ устья скважины.

Измерение в скважине потенциала самопроизвольной поляризации UПС сводиться к замеру разности потенциалов между электродов М, перемещаемым вдоль ствола скважины, и электродом N, находящимся на поверхности вблизи устья скважины. (рис.2.3.).

Потенциал электрода N практически сохраняется постоянным, и разность потенциалов между электродами М и N:

.

Разность потенциалов между перемещаемым М и неподвижным N электродами указывает на изменение электрического потенциала вдоль ствола скважины. Причина этого – наличие в скважине и около нее самопроизвольно возникающего электрического поля.

Кривая потенциалов самопроизвольной поляризации (кривая ПС) обычно записывается одновременно с кривой сопротивления или с другими кривыми.

Кривая ПС показывает изменение потенциала электрического поля у электрода М с глубиной. Точка записи ∆UПС относится к электроду *М.* Разность потенциалов ПС измеряется в милливольтах.

Наибольшее распространение получили методы, основанные на диффузионно-адсорбционной активности. В качестве нуля на диаграммах условно выбирают положение, соответствующее положительному максимальному отклонению,- линию глин. Отсчет берут справа налево. Следовательно, амплитуда ПС в чистых глинах равна нулю.

Метод ПС является одним из основных электрических методов при исследовании разрезов нефтегазовых скважин. Он включен также в обязательный комплекс исследований инженерно-геологических и гидрогеологических скважин. Для изучения рудных и угольных скважин используют методы гальванических пар (МГП) и электродных потенциалов (МЭП).

### Методы кажущегося сопротивления (КС)

*Петрофизические основы методов КС.* Как известно, элек­трическая проводимость горных пород может иметь электрон­ный и ионный характер. Удельное электрическое со­противление горных пород с ионной проводимостью зависит, главным образом, от количества содержащейся в них воды и степени ее минерализации, т. е. от коэффициента пористости породы и удельного сопротивления пластовой воды, кото­рое приблизительно обратно пропорционально ее минерализа­ции.

В нефтегазонасыщенных породах только часть порового про­странства занята водой, поэтому их удельное сопротивление больше, чем у пород водонасыщенных. Это увеличение оцени­вают параметром насыщения

Рн= ρнп/ρвп,

где ρнп — удельное электрическое сопротивление нефтенасыщенной породы; ρвп — удельное электрическое сопротивление водонасыщенной породы. Полезные ископаемые с электронной проводимостью (руды, графит, антрацит) идентифицируют по минимумам удельного сопротивления, а их содержание оценивают по соответствую­щим корреляционным зависимостям.

*Кажущееся электрическое сопротивление.* Выше среда счи­талась однородной. Практически же она всегда имеет границы, искажающие вид поля. Например, наличие скважины, удельное сопротивление в которой ρс<ρп, деформирует поле. Кажущееся удельное электрическое сопротивление среды можно рассматривать как истинное удельное электрическое сопротивление однородной фиктивной среды, в которой при дан­ных геометрических размерах зонда, т. е. при данном коэффи­циенте зонда *k* и данном токе *I*, создается такая же разность потенциалов ΔU, как в изучаемой неоднородной среде.

В общем случае ρп = ρк из-за влияния скважины, вмещаю­щих пород, зоны проникновения и т. д. Суть метода КС за­ключается в том, чтобы зарегистрировать одну или несколько диаграмм ρк и, воспользовавшись методами интерпретации для учета влияния названных выше факторов, определить истин­ное значение удельного электрического сопротивления ρп.

Зонды КС применяют для литологического расчленения раз­резов, выделения полезных ископаемых-—руд, водоносных и нефтегазоносных коллекторов.

Боковое каротажное зондирование

В общем случае зна­чение ρк, как уже говорилось, зависит не только от ρп, но и от длины зонда L, его расстояния до границы пласта , мощности пласта, диаметра скважины*,* диаметра зоны проникновения*,* сопротивления скважинной жидкости ρс и некоторых других параметров. Изменяя длину зонда, можно изменять степень влияния того или иного фактора на значение ρк. Например, для зонда очень малых размеров, в силу его малости и уда­ленности от стенок скважины, влияние ρп будет несуществен­ным и ρк ≈ ρс. Для большого зонда влияние ρп будет значи­тельно сильнее. Чем больше длина зонда *L* (или отношение *L/dс),* тем сильнее влияние ρп и меньше влияние ρс.

Начиная с определенной оптимальной длины зонда L1, ρс, практически перестает влиять на показания, и для пласта с h>>L, можно считать ρк = ρп. Даль­нейшее увеличение длины зонда не изменяет картины. Если увеличить шунтирующее влияние скважины, увеличив ρп  и сохранив прежнее ρс, то для выполнения условия ρк ≈ ρп по­требуется зонд большей оптимальной длины L2. Семейство графиков, отражающих зависимость от длины зонда L, называют палеткой. Шифр графика — отношение ρп/ ρс =μ, — именуют его модулем. При значениях μ >20 применять зонды оптимальной длины, как пра­вило, не удается, так как они оказываются соизмеримы с мощ­ностью пластов или больше нее. Однако для определения ρп достаточно провести измерения ρк несколькими' зондами разной длины, меньшей чем оптималь­ная. Полученные при этом точки с координатами lgρк —lgL ля­гут на тот график палеточного семейства зависимостей lgρк / ρс —lgL/dс*,* модуль которого μ, соот­ветствует искомому значению ρп. Определив μ, легко можно найти ρп: ρп = μ/ ρс. Такую методику на­зывают боковым каротажным зондированием (БКЗ).

Существуют альбомы палеточных зависимостей, предназ­наченные для интерпретации ма­териалов в пластах большой и ограниченной мощности, а также при наличии зоны проникновения. Разработаны алгоритмы и программы, автоматизирующие процесс интерпретации БКЗ. Методом БКЗ исследуют разрезы с целью детального изучения пластов и получения их количе­ственных характеристик (в первую очередь коэффициента пористости и коэффициента нефтенасыщенности). Обычно БКЗ проводят только в продуктивном участке разреза.

### Боковой каротаж

Каротаж сопротивления обычными зондами неэффективен в случае тонкослоистого разреза со значительной дифференциа­цией пластов с низким и высоким сопротивлениями и скважины, заполненной высокоминерализованным глинистым раствором. Из-за утечки тока в пласты с низким сопротивлением в пер­вом случае и из-за утечки тока по скважине во втором случае регистрируют кажущиеся сопротивления пород, намного отли­чающиеся от истинных. Основное отличие бокового каротажа (метода экранированных зондов) от каротажа сопротивления с обычными зондами состоит в том, что в рассматриваемом ме­тоде осуществляется фокусировка тока, выходящего из цен­трального электрода, вследствие чего влияние скважины и вме­щающих пород сказывается на результатах измерений значи­тельно меньше.

Боковой каротаж (БК) проводят трех-, семи- и девятиэлектродными зондами с автоматической фокусировкой тока.

Трехэлектродный экранированный зонд. Аппа­ратура АБКМ, Э1. Зонд состоит из центрального электрода *А*0 и двух цилиндрических удлиненных фокусирующих электро­дов А1 и А2. Все они разделены между собой изоляционными прокладками и питаются током одной полярности. Равенство их потенциалов обеспечивается тем, что основной электрод че­рез незначительное сопротивление накоротко соединяется с эк­ранными электродами. Поскольку разность потенциалов между электродами равна нулю, то сила тока вдоль оси скважины на этом интервале также равна нулю. Ток из электрода *А*0 рас­пространяется в радиальном направлении перпендикулярно к оси скважины, а не вниз и вверх по скважине во вмещающие, более проводящие породы.

Разность потенциалов ΔUкс измеряют между центральным электродом (экранным электродом, так как UА = UА = UА и электродом, удаленным от зонда на значительное расстояние. Кажущееся удельное сопротивление для трехэлектродного экра­нированного зонда рассчитывают по формуле

ρк =К ΔUкс/I0

где I0— сила тока, протекающего через центральный электрод A0; *К —* коэффициент зонда,

K=2,73 L/lg(2Lоб/dз)

где L, — длина основного электрода A0; Lоб *—* общая длина зонда; dз*—* диаметр зонда.

Точку записи относят к середине электрода А0.

Семиэлектродный экранированный зонд.Зонд состоит из центрального токового электрода А0, двух пар следящих электродов M1,N1 и M2, N2 одной пары фокусирующих (экранных) электродов A1 и A2. Три пары электродов замкнуты накоротко между собой и располо­жены симметрично относительно центрального электрода A0. Через электрод A0 пропускают ток I0, сохраняемый постоянным по величине в процессе записи кривой. Через экранные элек­троды A1и A2 пропускают ток, сила которого автоматически регулируется так, что разность потенциалов между следящими электродами M1,N1 и M2, N2 остается постоянной и практически равной нулю.

Разность потенциалов ΔUкс измеряют между измеритель­ными (следящими) электродами зонда M1 и N1 *(*М2и N2) и электродом N*.* расположенным от зонда на далеком расстоя­нии.

Точку записи относят к центральному электроду A0; за длину зонда принимают расстояние между серединами интервалов М1N1 и М2N2*.* Расстояние между серединами экранных электро­дов называют общим размером зонда А1A2 = Lоб, аотношение (Lоб— L)/L — параметром фокусировки зонда.

Девятиэлектродный экранированный зонд. Зонд используют в двух модификациях: нормализованный зонд и псевдобоковой. При расположении дополнительных экранных электродов В1и В2 между основными экранными электродами A1, A2 и измерительными N1, N2 электродами радиус исследо­вания девятиэлектродным зондом резко увеличивается по срав­нению с семиэлектродным зондом в пластах большой мощности. При псевдобоковом варианте два дополнительных экранных электрода В1 и В2 располагаются с внешней стороны семиэлектродного зонда симметрично отно­сительно центрального электрода A0. В результате распреде­ления токовых линий электрода A0 значительная часть потенциала падает в непосредственной близости от стенки скважины и измеряемое значение зависит в основном от удельного сопро­тивления близлежащей к стенке скважины части пласта.

Кривые кажущегося сопротивления, зарегистрированные эк­ранированными зондами, симметричны относительно середины пласта и по форме напоминают кривые КС обычных потенциал-зондов.

Границы пластов высокого сопротивления для трехэлектрод-ных зондов определяются по началу максимального возрастания ρк. Для многоэлектродных зондов границы таких пластов нахо­дят следующим образом: от точек с максимальным градиентом ρк (половина высоты аномалии против пласта) в сторону вме­щающих пород в масштабе глубин откладывают отрезки, рав­ные расстоянию A0O.

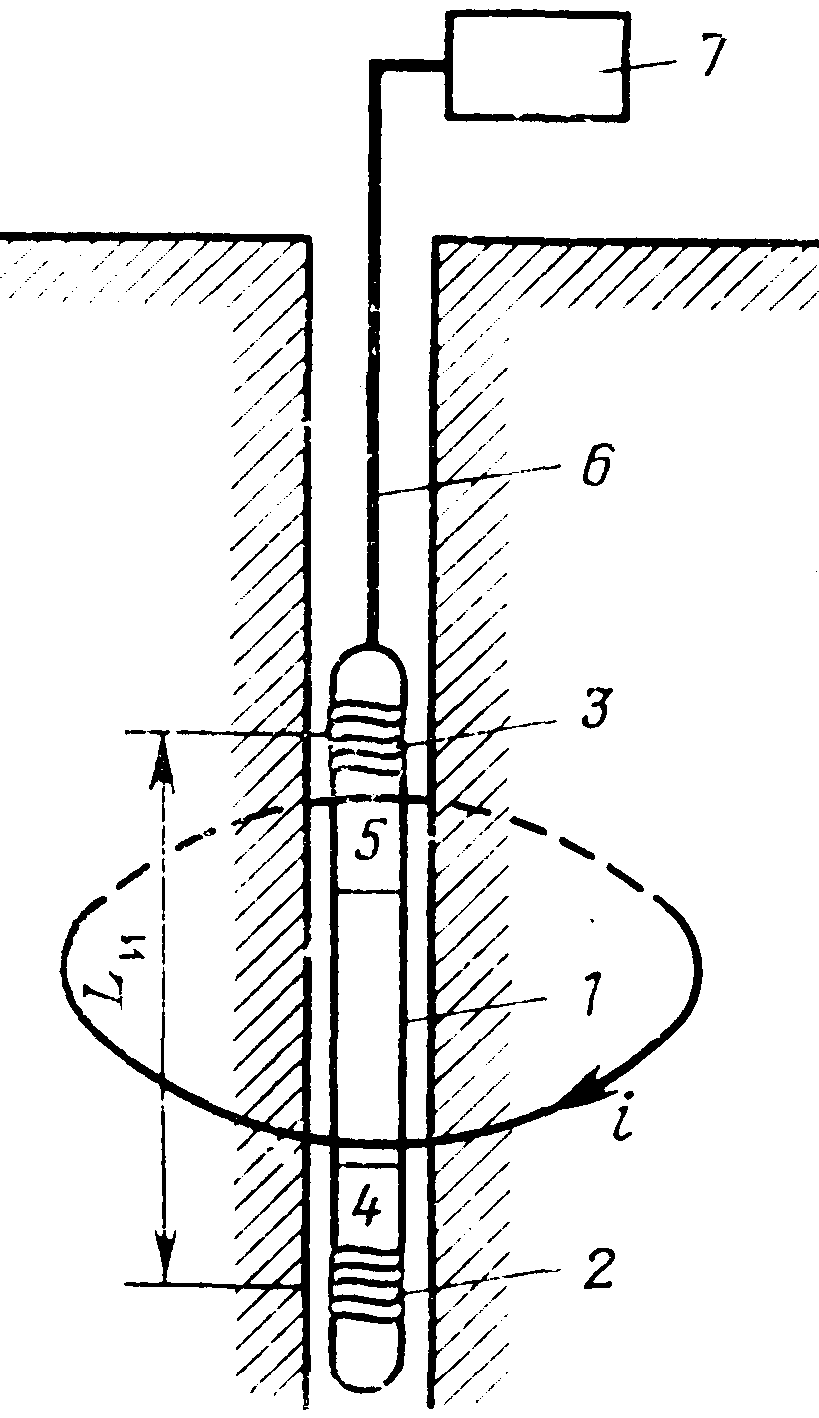
Для одиночных однородных пластов минимальное в случае пласта низкого сопротивления и максимальное в случае пласта высокого сопротивления ρк принимают за значения кажущегося сопротивления, снимаемого с диаграмм. В случае неоднородного пласта берут среднее значение ρк.

Глубина исследования экранированными зондами зависит от типа зонда и параметра его фокусировки. Наибольшей глубин­ностью обладают семиэлектродные зонды. Глубинность иссле­дования возрастает с увеличением Lоб и q. С их увеличением уменьшается влияние скважины и зоны проникновения филь­трата промывочной жидкости, но возрастает влияние мощности: пласта на ρк, т. е. уменьшается разрешающая вертикальная спо­собность зонда. Для сравнения, при измерениях с трехэлектродным зондом влияние мощности начинает ощущаться в пластах с h < 0,8—1,2 м, с семиэлектродным с h < 1,2—6 м. Наиболее благоприятное условие для применения экранированных зон­дов— наличие в скважинах промывочной жидкости с низ­ким ρк.

### Индукционный каротаж

Изучение разрезов скважин индукционным методом основано на различии в электропроводности горных пород - величине, обратной удельному электрическому сопротивлению. Первоначально метод разрабатывался для исследования скважин, заполненых не проводящим электрический ток буровым раствором (на нефтяной основе), в котором обычно метод КС или метод экранированного заземления, имеющие систему токопроводящих и измерительных электродов, применены быть не могут. Однако в последующем были обнаружены существенные преимущества индукционного метода при изучении геологических разрезов низкого сопротивления в скважинах, заполненных обычным токопроводящим буровым раствором.

*Рис. Принципиальая схема индукционного метода. 1-скважиный снаряд-зонд; 2-излучающая катушка; 3-приемная катушка; 4-генератор; 5-усилитель и выпрямитель; 6-кабель; 7-регистрирующий прибор*



В самом элементарном виде индукционный каротажный зонд состоит из двух катушек - генераторной и измерительной, укрепленных на изолированном немагнитном стержне на некотором расстоянии Lи, друг от друга, называемом размером зонда . Генераторная катушка питается постоянным по величине переменным током высокой частоты (20-60 кГц), создающим переменное магнитное поле – прямое или первичное. В результате в породах; окружающих зонд индуктируются вихревые токи. токовые линии которых в однородной среде представляют собой окружности с центром по оси скважины. Вихревые токи создают. в свою очередь. вторичное переменное магнитное поле той же частоты.

Первичное и вторичное магнитные поля индуцируют в измерительной катушке ЭДС Еп. В индуцируемую ЭДС Еп входит как составляющая ЭДС Е1 созданная прямым полем генераторной катушки и не связанная с электрическими свойствами горных пород. Поэтому в цепь приемной катушки с помощью дополнительной компенсационной катушки вводят компенсационную ЭДС Ек, равную Е1 и противоположную ей по фазе. Полезная часть сигнала, т. е. ЭДС Е2, индуцируемая вторичным магнитным полем, подается на усилитель и далее через фазочувствительный выпрямитель по кабелю на поверхность к регистрируемому прибору. Е2 является активной составляющей ЭДС, индуцируемой вторичным магнитным полем, и приблизительно пропорциональна электропроводности окружающей среды. В результате в процессе перемещения зонда регистрируется диаграмма изменения электропроводности среды по разрезу скважины. Точка записи зонда - середина расстояния между центрами генераторной и приемной катушек. Единицей измерения электропроводности σ пород является величина, обратная Ом-м, - сименс на метр (См/м). На практике используют мСм/м.

За отсчитываемые значения σк(ρк) принимают экстремальные значения против пласта. Они близки к удельной электропроводности пласта и могут быть использованы вместо нее в пластах достаточной мощности при наличии скважины с пресным глинистым раствором (ρр> 1,5 Ом-м), отсутствии проникновения в пласт или наличии неглубокого повышающего проникновения. В остальных случаях при определении σп в исходные данные необходимо вносить соответствующие поправки на влияние скважины, ограниченную мощность пласта, явление скин-эффекта и наличие зоны проникновения фильтрата глинистого раствора. Для этих целей используют специальные палетки.

Индукционные зонды среднего размера (0,75-1 м) имеют радиус исследования, почти в 4 раза превышающий радиус обычных зондов каротажа КС, что позволяет более точно определять истинное сопротивление пород, обычно в диапазоне до 50 Омм.

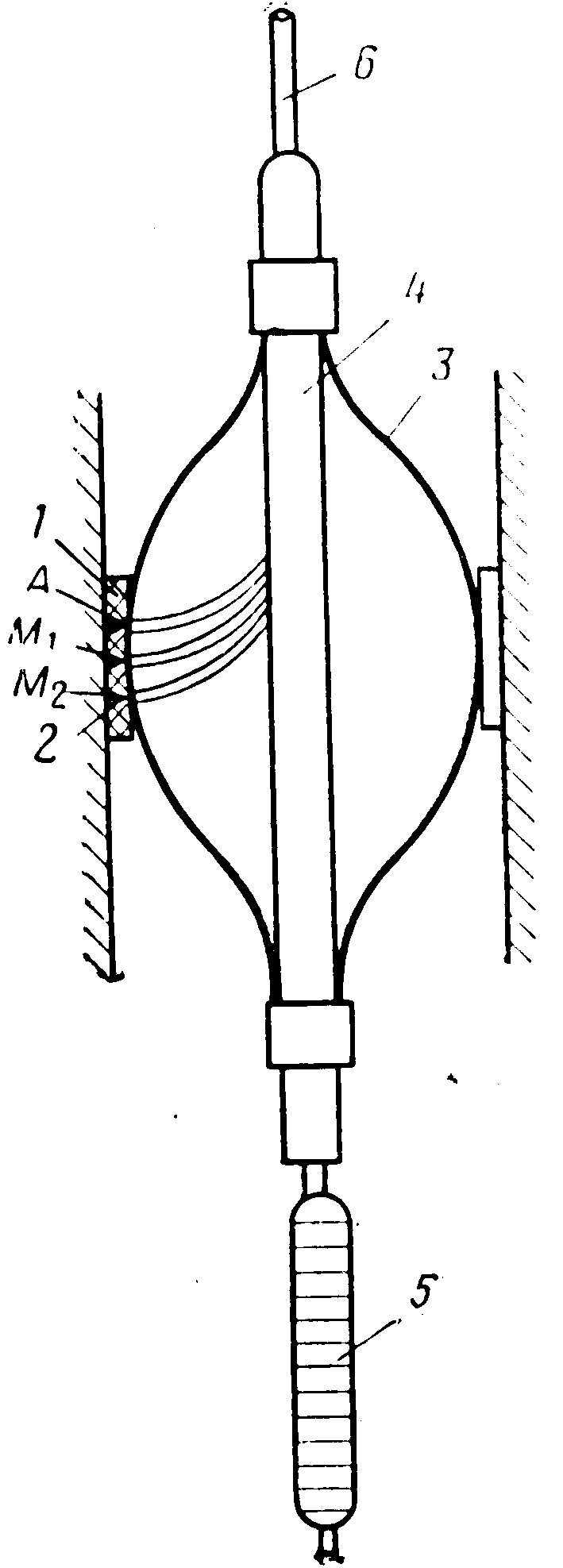
Методы малых зондов: микрокаротаж (МЗ), боковой микрокаротаж (МБК), резистивиметрия

Методы малых зондов, в отличие от уже рассмотренных, используются для изучения пространства внутри скважины или близлежащего к ней.

Микрокаротаж относится к методам электрического каротажа, использующим установки с малой зоной исследования для детального изучения прискважинной части разреза. Сам микрозонд представляет собой зонд малого размера, электроды которого крепятся на башмаке из изоляционного материала на расстоянии 2,5 см друг от друга (рис. Во избежание влияния скважины на результаты измерений, башмак прижимают к стенке скважины специальным устройством, которое может быть либо - рессорным, либо управляемым рычажным (использование рычажного устройства позволяет одновременно с регистрацией диаграмм микрозондов регистрировать микрокавернограммы), что позволяет башмаку в процессе проведения исследований «скользить» по стенке скважины, реагируя на изменение ее диаметра.

*Рис. Схематический вид микрозонда. 1-изоляционная пластина; 2-электрод; 3-пружина; 4-корпус микрозонда; 5-груз; 6-кабель; А, М1, М2 – элекроды зонда.*

В практике геофизических исследований применяют два микрозонда: микроградиент-зонд А0,025М0,025 и микропотенциал-зонд А0,05М (электродом N данном случае служит корпус прибора): Радиус исследования микроградиент-зондом примерно 3,75 см, микропотенциал-зондом - в 2-2,5 раза больше. Точкой записи микроградиент-зонда (МГЗ) служит середина расстояния между измерительными электродами, микропотенциал-зонда (МПЗ) электрод М. Кривые микропотенциал- и микроградиент-зондов обычно регистрируются одновременно, поскольку при раздельной записи башмак зонда может занимать неодинаковое положение, что приводит к несопоставимости кривых. При регистрации используют как многожильный, так и одножильный кабель. С одножильным кабелем применяют многоканальную аппаратуру с частотным разделением каналов - МДОЗ и Э-2.



Обычно данные микрозондирования используют для детального расчленения разреза, выделения различных литологических разностей и четкой отбивки их границ, выделения пластов-коллекторов и оценки мощности продуктивных горизонтов, определения пористости и трещиноватости пород.

Так как радиус исследования микроградиент-зондом меньше радиуса исследования микропотенциал-зондом, влияние глини­стой корки и глинистого раствора на его показания гораздо значительнее. Показания же микропотенциал-зонда определяются в основном сопротивлениями промытой зоны и пласта.

По диаграммам микрозондов в комплексе с другими методами каротажа можно выделить породы разных типов.

В фильтрующих коллекторах с межзерновой пористостью (пески, песчаники и т.д.) показания микропотенциал-зонда больше, чем микроградиент-зонда. Наблюдается так называемое положительное приращение:

Δρ = ρк мпз - ρк мгз >0

Уровень приращения против продуктивных пластов выше чем против водоносных за счет остаточного нефтенасыщения. Плотные породы характеризуются высоким уровнем сопротивлений; против них показания двух микрозондов совпадают.

Та же картина наблюдается и против глинистых пород, но для них характерен более низкий уровень значений кажущихся сопротивлений. Показания обоих микрозондов против глин обычно совпадают и при наличии больших каверн соответствуют ρр.

Скважинный резистивиметр многоэлектродного зонда (типа КСП) представляет собой трехэлектродный зонд небольшого размера, смонтированный в специальном кожухе (экранном устройстве), исключающем влияние стенки скважины на результаты замера ρр. Измерения проводят по обычной схеме замера КС.

Данные скважинной резистивиметрии используют также для решения задач, связанных с техническим состоянием ствола скважины. Если по тем или иным причинам не удаётся непосредственно в скважине измерить ρр или требуются специальные исследования проб глинистого раствора, в условиях лаборатории используют поверхностные резистивиметры. При этом в данные замеров вносят поправку за температуру, соответствующую глубине отбора пробы.

### Радиоактивные методы

###### *Гамма-каротаж*

Гамма – каротаж (ГК) основан на измерении естественной гамма – активности горных пород. Гамма – излучение представляет собой высокочастотное коротковолновое электромагнитное излучение, граничащее с жестким рентгеновским излучением. Интенсивность гамма – излучения приблизительно пропорциональна гамма – активности пород. Средняя глубина проникновения γ-лучей в осадочных породах около 30 см, что соответствует радиусу сферы исследования, из которой поступает 90% регистрируемого излучения (γ-лучи полностью поглощаются лишь слоем толщиной около 1 м).

При прохождении γ-лучей через слой вещества интенсивность излучения I0γ снижается до величины Iγ.

Iγ = I0γ ⋅ e – μ0δl

I0γ - первоначальная толщина слоя;

l – толщина слоя;

δ - плотность вещества;

μ0 – массовый коэффициент поглощения гамма – излучений.

Интенсивность поглощения оценивается толщиной слоя вещества, в котором поток γ-квантов уменьшается в 2 раза.

Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют с помощью индикатора гамма – излучения. В качестве индикатора используют сцинтилляционные счетчики.

Погрешность измерений тем больше, чем меньше импульсов, испускаемых в единицу времени (скорость счета). Уменьшить погрешность можно путем усреднения наблюдений за некоторый интервал времени τя.

Гамма – излучение, измеряемое при гамма – каротаже, включает в себя так называемое фоновое излучение (фон). Фоновое излучение вызвано загрязнением радиоактивными веществами материалов и космическим излучением. Влияние космического излучения резко снижается с глубиной и на глубине несколько десятков метров на результатах измерений уже не сказывается.

Измерение радиоактивности производится с помощью радиометров, которые состоят из скважинного прибора и наземного пульта, соединенных между собой геофизическим кабелем.

Важнейшим элементом радиометров являются детекторы излучения. В качестве детекторов излучения в скважинной аппаратуре применяют газонаполненные (газоразрядные) или сцинтилляционные счетчики.

***Гамма-гамма каротаж***

Метод гамма-гамма-каротаж (ГГК) основан на измерении интенсивности Jγγ гамма-излучения, рассеянного породой при ее облучении потоком гамма-квантов.

Для исследований используют установку, включающую детектор и источник гамма-квантов с расположенным между ними экраном (фильтром) из стали и свинца, предохраняющим детектор от прямого гамма-излучения источника. Расстояние между источником и центром детектора называется размером зонда и в зависимости от целей исследований изменяется в пределах 30 - 40 см.

Интенсивность излучения, регистрируемого при ГГК, зависит от плотности и вещественного состава горных пород и в основном определяется процессами комптоновского рассеяния и фотоэлектрического поглощения гамма-квантов породой. Испускаемые источником гамма-кванты большой энергии претерпевают на пути своего движения несколько актов рассеяния, значительно уменьшают свою энергию и поглощаются в результате фотоэффекта. Как следствие, около источника устанавливается некоторое их распределение (облако), обусловленное свойствами окружающей среды, ее способностью рассеивать и поглощать гамма-кванты. В результате по мере удаления от источника поток рассеянных гамма-квантов около детектора, расположенного от источника на довольно значительном расстоянии (в среднем 20 см), быстро убывает, особенно с увеличением плотности горной породы и концентрации в ней тяжелых элементов.

Относительная роль процессов комптоновского рассеяния и фотоэффекта, кроме перечисленных факторов, зависит от начальной энергии гамма-квантов. В соответствии с этим применяют два варианта ГГК: плотностной и селективный.

Плотностной вариант (ГГК-П). В варианте ГГК-П породы облучаются потоком жестких гамма-квантов с энергией 0,5-2 МэВ; мягкие гамма-кванты с энергией менее 0,2 МэВ поглощаются с помощью фильтра. Величина измеряемого в этом случае рассеянного гамма-излучения с энергией более 0,2 МэВ будет определяться количеством электронов в единице объема среды Ne,

Ne = (z/A) N δп,

где z – заряд ядра; А – атомная масса; N – число Авогадро; δп – плотность среды. В горных породах, представленных в основном легкими элементами z/А ≈ 0,5, откуда Ne=cδп, где с - некоторая постоянная величина.

Поскольку Ne ≈ δп показания ГГК-П будут зависеть лишь от плотности среды: чем больше плотность окружающей среды, тем меньше показания ГГК-П, и наоборот. Длина зонда ГГК-П 20 — 40 см.

Плотностной вариант ГГК - один из основных методов, применяемых для оценки пористости горных пород.

Нейтрон – нейтронный каротаж

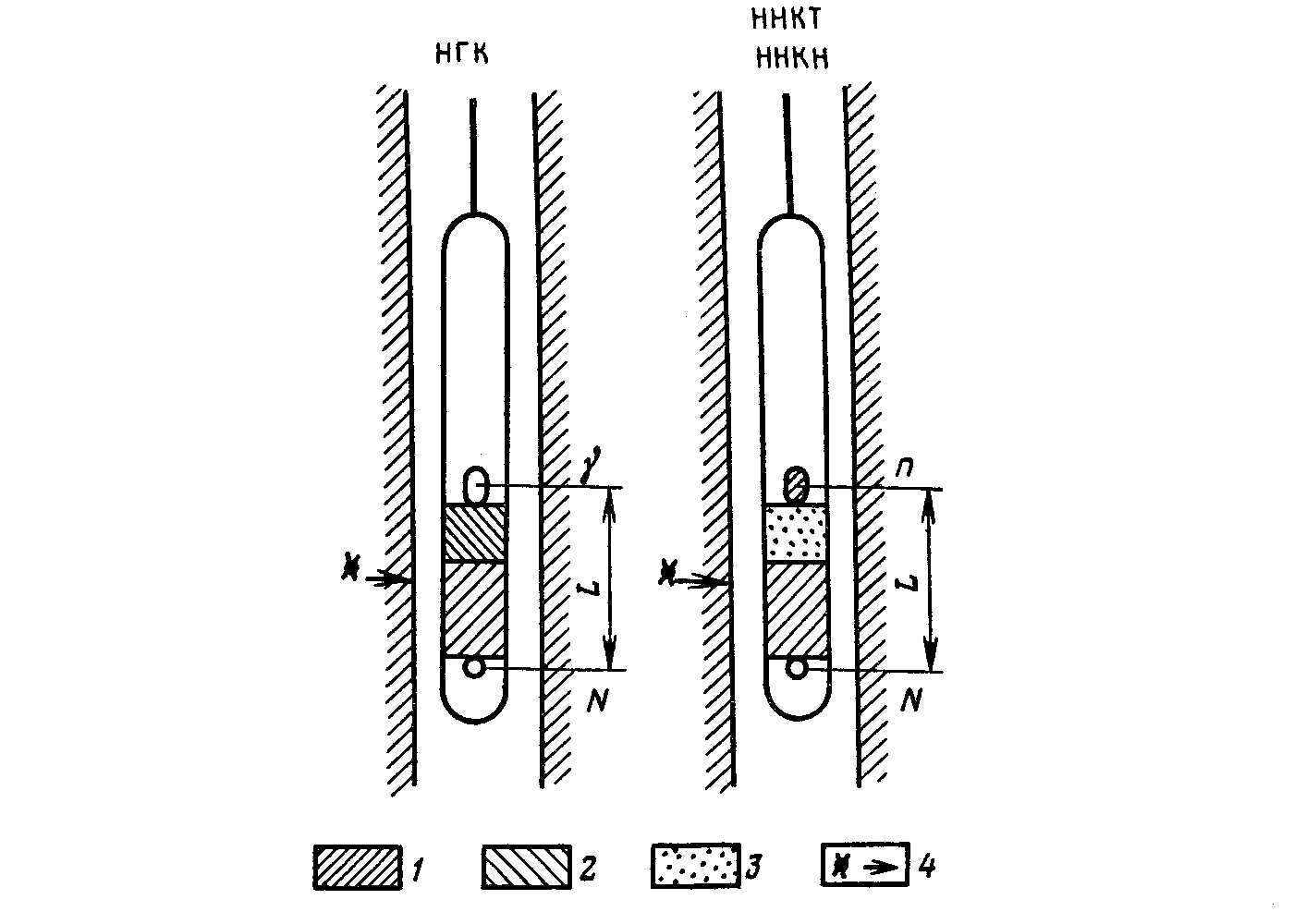
На диаграммах ННКТ водородсодержащие пласты выделяются низкими значениями, малопори­стые пласты — более высокими значениями. Однако на пока­зания ННКТ значительное влияние оказывают элементы, об­ладающие большим сечением захвата тепловых нейтронов, по­этому ННКТ весьма чувствителен к содержанию хлора и получаемые результаты сильно зависят от минерализации про­мывочной жидкости и пластовой воды.

Показания ННКН практически не зависят от содержания в окружающей среде элементов с большим сечением захвата тепловых нейтронов, в том числе хлора. Они определяются главным образом замедляющими свойствами среды — водородосодержанием. Следовательно, показания ННКН более тесно связаны с содержанием водорода в породе, чем показания НГК и ННКТ. Однако для ННКН характерна малая глубинность ис­следования, которая изменяется в зависимости от свойств по­род и их водородосодержания от 20 до 40 см, уменьшаясь с рос­том водородосодержания. Наименьший радиус исследования характерен для ННКН, так как область распространения надтепловых нейтронов меньше, чем тепловых.

По данным НК через содержание водорода определяется об­щая пористость пород. При этом учитывается ряд геологиче­ских и технических факторов.

За условную единицу измерения при нейтронном каротаже приняты значения Iусл.ед, измеренные в баке с пресной водой. При использовании в качестве эталонной жидкости дизель­ного топлива в измерения необходимо вводить поправки за счет разницы в водородосодержании нефти и воды. При ка­либровке приборов НК выполняются измерения потока гамма-излучения или нейтронов на имитаторах пористых пластов (ИПП). Полученные данные используются для построения зависимости Iусл.ед=f(kп). Погрешность приведенных измере­ний не должна превышать ±1 % в рабочем (линейном) диа­пазоне изменения пористости от 3 до 20—30%.

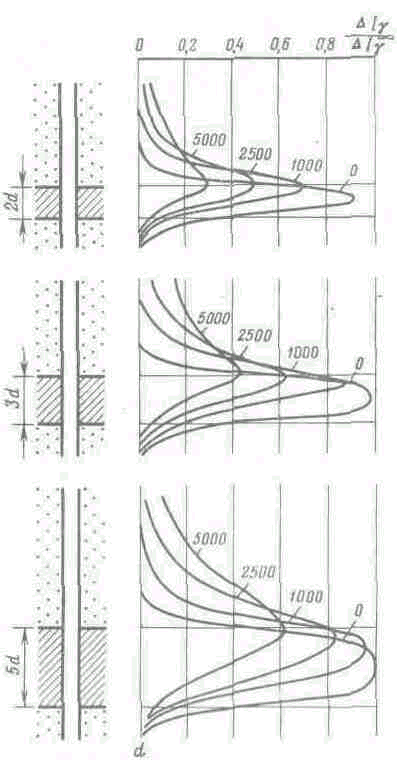
Нейтронный каротаж проводится при помощи скважинного при­бора, содержащего источник нейтронов и расположенный на некотором расстоянии от него детектор гамма-излучения или нейтронов (см. рис..). Это расстояние, отсчитанное до середины детектора, называют длиной зонда.



*Рис. Схема измерительных установок нейтронного каротажа: γ – детектор гамма – излучения; n – детектор нейтронов; N – источник нейтронов; L – длина зонда; 1- стальной экран; 2 – свинцовый экран; 3 – парафин (или другой материал с высоким водородосодержанием); 4 – точка записи результатов измерений*.

Источником нейтронов является помещенная в ампулу смесь порошкообразного бериллия с радиоактивным элементом, обычно полонием. Нейтроны образуются в результате взаимодействия ядер ато­мов бериллия 49Ве с альфа-частицами, испускаемыми полонием.

Форма кривых НК определяется следующими факторами: характером распределения по стволу скважины потока излучения, регистрируемого приборами; электрической инерционностью аппаратуры, возрастающей с увеличением постоянной времени интегрирующей ячейки τ и скорости перемещения прибора по скважине.



*Рис. Кривые радиоактивного каротажа против одиночных пластов. Шифр кривых ντ.*

При ντ =0 (точечные замеры, нет искажающего влияния интегрирую­щей ячейки) кривая симметрична относительно середины пласта.

При ντ>0 кривая становится асимметричной относительно середины пласта, растягиваясь в направлении движения прибора (снизу вверх). Амплитуда кривой против пласта начинает снижаться при большей мощности пласта. С увеличением параметра ντ отмеченные искажения кривой выражаются все более резко. Границы пласта отбиваются по началу крутого подъема и началу крутого спада кривой.

### Акустический каротаж

Акустическим каротажем называют методы определения упругих свойств горных пород, слагающих разрезы скважин, по наблюдениям за распространением в них упругих волн.

В отличие от сейсмического каротажа, в котором для получения средней скорости распространения упругих колебаний в мощных пластах (от 20 м и более) используют частоты порядка 20 - 100 Гц, при акустическом каротаже определяют интервальную или пластовую скорость для маломощных пластов (от 0,5 м и более) с использованием частот порядка 5 - 100 кГц.

Чтобы получить представление опринципе скважинных измерений при акустическом каротаже, рассмотрим распространение упругих волн от сферического излучателя *И* в скважине постоянного диаметра, заполненной глинистым раствором и пересекающей пласт неограниченной мощности. Приемник *П* упругих колебаний находится на расстоянии *L* от излучателя на оси скважины. Наблюдается следующая картина. При возбуждении упругих колебаний от излучателя *И* по глинистому раствору распространяется продольная упругая волна *Р1 со* сферическим фронтом распространения и скоростью υ1 Достигнув стенки скважины, прямая волна *Р1* образует вторичные волны - отраженную продольную *Р11* и проходящие - продольную *Р12* и обменную поперечную *Р1S2* волны. У проходящих вторичных волн скорость распространения продольной волны υр2, больше, чем поперечной υs2( υp2 > υs2). Фронт прямой продольной волны *Р1* образует со стенкой скважины критический угол *i*(sin *i* = υp2/ υp2 ) в результате чего проходящие волны становятся перпендикулярными к границе раздела скважина - плавт (случай преломления, называемый полным внутренним отражением) и начинает распространяться вдоль стенки скважины. Скользя вдоль стенки скважины проходящие волны *Р12* и *Р1S2* излучают энергию в скважину в виде головных продольных Р121 и поперечных *Р1S2P1* волн, а также волн типа Лэмба - Стоунли (L - St) (распространяющихся в жидкости, заполняющей скважину, и в горной породе в прискважинном слое).

Следовательно, от излучателя *И* к приемнику в условиях скважины распространяются головная продольная волна *Р121* головная поперечная волна *P1S2P1,* волна Лэмба - Стоунли (L - St) и прямая продольная волна *Р1* (отраженная волна *Р11* обычно не доходит до приемника из-за малой ее энергии) со следующим соотношением скоростей: υp2 > υs2 >υL-St > υp1. В реальных условиях волновая картина имеет более сложный вид.

2.5. Метрологическое обеспечение проектируемых работ

К геофизическим исследованиям в скважинах допускается аппаратура и скважинные приборы, прошедшие проверку в региональных и базовых метрологических центрах. Проверка скважинной аппаратуры производится в соответствии с действующими ОСТами геофизической аппаратуры и другими руководящими документами по проведению различных видов каротажа.

Проверка геофизической аппаратуры в базовых метрологических центрах производится периодически (1 раз в течение полугода), но реже 1 раза в год и после ремонта, влияющего на метрологическую характеристику аппаратуры. Калибровка аппаратуры на скважине производится с помощью специальных передвижных метрологических устройств, при отсутствии указанных устройств – с помощью контрольных измерений. Широкое внедрение государственной системы обеспечения единства измерений позволяет гарантировать нормированную точность применяемых средств измерений и предусматривает применение аттестованных и стандартизированных методик выполнения измерений. Метрологическая служба ОАО «РГК» осуществляет контроль нормированной точности скважинной аппаратуры.

Качество средств измерений определяют при поверке и аттестации. Средствами контроля точности скважинной аппаратуры являются стандартные образцы жидкости.

Скважинный прибор СГДТ требуется поверять один раз в три месяца. Основным средством первичной и периодических калибровок являются отрезки стальных труб разного диаметра и толщин стенок, установленные в емкости с водой и зацементированные в нижней части.

Результат калибровки (признание аппаратуры годной или негодной) оформляется протоколом, на основании которого выдается свидетельство о калибровки аппаратуры, если результаты калибровки положительны. При отрицательных результатах калибровки аппаратура не допускается к применению. В протоколе калибровки указывается все результаты измерений и обработки этих результатов с оценкой значения погрешности аппаратуры. В свидетельстве о калибровке, помимо заключения о годности, указывается оценка погрешности проверяемой аппаратуры.

Госнадзор за деятельностью метрологической службы предприятия осуществляется окружным центром стандартизации и метрологии РФ.

### Аппаратура и оборудование

Геофизические исследования в скважинах служат для изучения разрезов скважин, выявления и промышленной оценки полезных ископаемых, изучения технического состояния скважин и контроля разработки нефтяных и газовых месторождений.

Геофизические исследования в скважинах проводятся с помощью специальных установок, которые включают наземную и скважинную аппаратуру, соединенную между собой каналом связи – геофизическим кабелем, а также спуско-подъемный механизм, обеспечивающий перемещение скважинных приборов, по стволу скважины.

Наземная аппаратура, включающая совокупность измерительной аппаратуры, источников питания, контрольных приборов, смонтированных в специальном кузове, установленном на шасси автомобиля, носит название каротажной станции.

Под скважинной геофизической аппаратурой понимают совокупность измерительных устройств, предназначенных для определения разных физических параметров в скважинах. В большинстве случаев комплект скважинной аппаратуры включает в себя датчик (зонд), располагающийся вне скважинного прибора или входящий в его состав, передающую часть телеизмерительной системы, находящуюся внутри гильзы скважинного прибора, кабель и приемную часть телеизмерительной системы на поверхности. Информация со скважинного прибора преобразуется на поверхности в геофизические диаграммы, отнесенные к глубине интервала регистрации.

Приемная часть телеизмерительной системы функционирует совместно с основными узлами каротажных станций, включая регистрирующий прибор и источники питания.

Спуск и подъем скважинного прибора осуществляется при помощи подъемника, кабеля, подвесного и направляющего роликов, устанавливаемых на устье скважины. В зависимости от типа и длины кабеля применяют подъемники с лебедками различных видов.

Подъемники представляют собой самоходную установку, смонтированную в специальном металлическом кузове на шасси повышенной проходимости. Спуск и подъем кабеля происходит при помощи лебедки. Барабан лебедки снабжен тормозом, состоящим из двух металлических лент с наклеенными на них слоями феррадо, охватывающими щеки барабана. Передача от двигателя к барабану обеспечивает возможность изменения скорости подъема кабеля в диапазоне 40-10000 м/ч и имеет устройство передачи на плавный спуск кабеля. Для подсоединения измерительной цепи лаборатории к жилам кабеля на лебедке устанавливается коллектор.

Подъемник имеет органы управления лебедкой и трансмиссией ее привода, приборы для измерения скорости движения кабеля, глубины его спуска и натяжения, приборы для освещения кузова и устья скважины, различное оборудование для проведения монтажных работ при геофизических исследованиях, а также для крепления при перевозке скважинных приборов и грузов.

В процессе геофизических исследований должны быть известны данные о глубине нахождения, скорости перемещения прибора по скважине и натяжении кабеля. Кроме того, необходимо четко согласовать перемещение прибора по скважине с движением диаграммы. Это достигается применением блок-баланса или направляющего и подвесного роликов с датчиками глубины, натяжения и сельсинной передачей.

Блок-баланс состоит из ролика для направления кабеля в скважину и подставки, устанавливаемой над устьем скважины и прижимаемой к столу ротора бурильным инструментом. Направляющий ролик крепится к подроторной раме основания буровой, а подвесной после установки датчиков глубины и натяжения и подсоединения к ним кабелей от смоточного устройства подъемника с помощью подвески закрепляют на талиевой системе бурильной установки.

Геофизические кабели служат для спуска и подъема приборов при проведении геофизических исследований.

Жилы и броню кабеля используют в качестве линий связи. По кабелю подают питание к скважинным приборам и передаются сигналы в наземную измерительную аппаратуру, где они регистрируются. Кабель применяют в качестве измерительного инструмента для определения глубины нахождения прибора в скважине.

В соответствии с назначением и условиями геофизические кабели должны обладать определенными свойствами: а) высокой механической прочностью, гибкостью и минимальным удлинением; б) малым электрическим сопротивлением токопроводящих жил и их электрической симметрией; в) высоким сопротивлением жил изоляции, не нарушающимся в условиях агрессивной проводящей среды, большого давления пластовой жидкости и высоких температур.

Обычно сопротивление изоляции жилы нового (полученного с завода) кабеля около 100-150 МОм на 1 км при 20оС. Привязку шкалы глубин на диаграмме и уточнения фактических глубин нахождения скважинного прибора выполняют при помощи магнитных меток, нанесенных на кабель через 50-100м.

После окончания работ полученный геофизический материал доставляется в интерпретационный отдел. Затем оценивается качество полученного материаля главным инженером КИП. Оценка качества производится на основании « Требований руководства ОАО ННГ к качеству полученного материала ».

### Регистрирующая аппаратура

Регистрирующей аппаратурой, используемой при производстве ГИС на Самотлорском месторождении, является компьютеризированная каротажная станция ЮГРА - Б, созданная на основе Industrial PC 610 ( 720 ), на базе процессоров Intel Pentium 166 MHz. В компьютер устанавливаются платы МСГ – КСАТ (модуль счетчика глубины), плата ИЦП (импульсно – цифровой преобразователь) и 3 платы АЦП (аналогово-цифровой преобразователь), одна из которых управляющая и две вспомогательных. Причем каждая плата в отдельности обрабатывает информацию с каждой жилы кабеля. Также в станции устанавливается блок коммутации, в котором в свою очередь устанавливается формирующий трансформатор, плата телеметрии (ТЛС) типа Manchester, формирователь кодов глубины – датчик меток глубин (ФКГ – ДМГ), три платы PSLD 885 ( релейные установки,одна на каждую из жил кабеля). Также каротажная станция комплектуется блоком переменного питания Instek AS Power Sourc APS – 9050 , блоком постоянного питания Xantrex 3,5 – 300, источником бесперебойного питания и печатающим устройством – термоплотером. Весь этот комплект аппаратуры устанавливаются в легкосплавный корпус (стойку).

МСГ служит для преобразования кодов поступающих от ФКГ – ДМГ в машинные коды. Причем отрицательные импульсы МСГ воспринимает как «спуск», а положительные как «подъем». Также на МСГ поступают импульсы от датчика меток глубины.

ИЦП служит для преобразования импульсов поступающих от трасформатора – формирователя импульсов методов РК в машинные коды. ИЦП имеет 6 входных каналов, следовательно 6 формирователей сигналов на компараторах, после которых обработка информации идет через ксилинсы. Уровень компарации от +12В до - 12В.

АЦП служат для преобразования аналоговых сигналов поступающих от скважинной и наземной аппаратуры в машинные коды. Каждый АЦП имеет 15 аналоговых каналов с уровнем принимаемого сигнала от 1 до 5 Вольт. Причем первые три канала основного (управляющего АЦП) задействованы для управления блоком коммутации. Управляющий АЦП соединяется с блоком коммутации комплектом кабелей – шлейфов.

Через блок коммутации осуществляется коммутация скважинной аппаратуры с наземной аппаратурой и с регистрирующим устройством. Коммутация осуществляется посредством релейных блоков. ТЛС установленная в блоке коммутации служит для приема - передачи данных поступающих от скважинной аппаратуры, а также для подачи команд к скважинной аппаратуре. ТЛС установлена для работы с новейшей аппаратурой типа «Сибирь НВ», «Серия П» и др. Данные от ТЛС поступают на сигнальные процессоры АЦП.

Источник переменного питания, служит для питания некоторых видов аппаратуры переменным током. Параметры АРС 9050:

* частота от 50 до 400 Hz;
* максимальный выдаваемый ток 3 А;
* максимальное выдаваемое напряжение 500 В.
* напряжение питания 220 В.
* Параметры Xantrex 3,5 – 300:
* максимальный выдаваемый ток 3,5 А;
* максимальное выдаваемое напряжение 300 В;
* напряжение питания 220 В.

2.5.Камеральные работы

Процесс камеральной обработки материалов геофизических исследований будет проходить с применением ПЭВМ типа IВМ совместимые 80386, 80486, Pentium, Pentium-11 или Pentium Pro.

Технология автоматизированной обработки в системе АСОИГИС

Оцифрованные каротажные кривые, а также табличную геолого-геофизическую информацию о скважине и разрезе загружают в базу данных.

Перед выполнением обработки материала производят автоматический контроль информации, содержащийся в табличных документах, на допустимость единиц измерений, диапазон данных - на соответствие символьной информации стандартам принятым в системе.

Весь процесс обработки в системе АСОИГИС разбивают на логические этапы:

предварительная обработка;

оценка констант обработки, расчленение кривых на пласты, определение удельного сопротивления;

оценка литологии, коллекторских параметров, характер насыщенности; заключительная обработка.

В результате завершения каждого из этапов интерпретатор, ведущий обработку, должен получать графический и табличный материал, необходимый для оценки качества обработки и составления задания для последующего этапа.

Методика автоматизированной интерпретации в системе АСОИГИС

**•** Методика интерпретации включает решение следующих задач:

**•** введение поправок в кривые ГИС;

**•** уточнение констант обработки с помощью кросс-плотов;

**•**расчленение кривых ГИС на однородные интервалы, снятие отсчётов и увязка границ;

**•** определение удельного электрического сопротивления;

**•** оценка свойств разреза методом нормализации;

**•** оценка коэффициента глинистости;

**•** оценка коэффициента пористости и компонентного состава скелета породы;

**•** оценка коэффициента водонасыщенности;

**•** выделение коллекторов;

**•** оценка литологии;

**•** оценка характера насыщенности.

Методика предполагает как необходимый элемент изучения взаимного поведения кривых ГИС с помощью аппарата построения кросс-плотов и метода нормализации. На основе этой информации, базируясь на физических предпосылках связей показаний ГИС с литологией, коллекторскими свойствами и характером насыщенности, геофизик составляет обоснованное представление о свойствах пластов в разрезе. Это ему даёт возможность осознано проводить интерпретацию, что особенно важно при исследовании разведочных скважин на малоизученных площадях.

### Методы автоматизированной обработки геофизической информации.

Система автоматизированной визуальной интерпретации результатов геофизических исследований скважин Gintel 97 предназначена для сбора, обработки, интерпретации и обобщения геолого-геофизических данных по скважинам при решении задач информационного обеспечения разведки и разработки месторождений углеводородов.

Программное обеспечение системы Gintel 97 разработано на платформе IBM PC/AT в операционной системе MS Windows 98 в среде Visual C++, MFC.

Архитектурные системы Gintel 97 обеспечивает ее эксплуатацию на отдельной рабочей станции IBM PC/AT. Вместе с тем она может использоваться и в вычислительной сети.

Взаимодействие пользователя с системой Gintel 97 реализовано на двух – русском и английском.

В основе функционирования системы Gintel 97 лежит принцип объектно-ориентированной визуальной обработки данных при реализации вычислительных процессов по схеме паутины решений.

В качестве объекта обработки принят интервал разреза в скважине. Для него составляют проект, которому присваивается имя. Обработка данных в системе осуществляется в рамках выбранного текущего проекта. Внутри интервала разреза, соответствующего проекту, обычно выделяется некоторая совокупность не пересекающихся по глубине интервалов, названных зонами. Каждая такая зона может представлять отдельную залежь углеводородов в разрезе изучаемого месторождения или какой-либо геологический объект ( стратиграфический интервал пород ).

В системе Gintel 97 зона рассматривается как объект, представляющий отдельную информационную единицу геологических данных. Зоне присваивается уникальное имя, обычно совпадающее с номенклатурным именем пласта (залежи) в разрезе, определенным при локальном стратиграфическом расчленении толщи пород в пределах конкретного месторождения.

Для зоны в системе хранятся различные данные: петрофизические

связи и константы, геологические характеристики, полученные как в результате сбора и обобщения первичной геологической информации, так и при обработке и интерпретации геолого-геофизической информации по отдельным скважинам.

Для каждой зоны используется самостоятельная технология обработки, интерпретации и обобщения геолого-геофизических данных. Эта технология может уточняться при обработке данных по каждой конкретной скважине.

Обработка данных в системе конструируется как реализация произвольной последовательности ( паутины ) вычислительных функций. Каждая вычислительная функция выполняется специалистом в интерактивном режиме и управляется с собственного технологического экрана – специального окна на дисплее, возникающего при запуске вычислительной функции и содержащего различные органы управления (меню, кнопки управления, поля, окна со списками данных). При инициировании какого-либо органа управления выполняется отдельная вычислительная процедура. Последовательность выполнения вычислительных функций и процедур определяет специалист, решающий конкретную геологическую задачу.

Общее управление работой системы реализует *Главный монитор*.

Главный монитор обеспечивает реализацию вычислительных функций и процедур над данными в соответствии с выбранным проектом. *Проект –* это пакет сведений об исходных данных и накопленных результатах вычислений. Управляющий монитор формирует список проектов, из библиотеки системных данных, создает новые и редактирует существующие проекты, сохраняет проекты в базе геолого-геофизических данных, выбирает их из базы данных, корректирует списки проектов и т.д. Он также обеспечивает запуск вычислительной функций.

В одном сеансе работы с системой специалист может запустить несколько Главных мониторов. Такой режим обеспечивает реализацию одновременной обработки данных по целой группе произвольно выбранных скважин. Например, на одном Главном мониторе запускаются вычислительные процедуры обработки данных по отдельной скважине, а на другом – функции обобщения данных по группе скважин для расчета интегральных геологических характеристик по отдельным залежам. В рамках одного проекта можно выполнять обработку по нескольким проектам.

Результаты обработки, порождаемые отдельными вычислительными функциями, оформляются в виде протоколов, которые записываются в формате ASCII файлов в базу данных и могут быть в последующем просмотрены и откорректированы на дисплее, распечатаны на принтерах в форме отчетов по обработке данных.

Вычислительные процедуры обычно синтезируют графические изображения планшетов кривых ГИС и геологических данных, а также графиков и обеспечивают запись их макетов в специальных ASCII файлах. Такие файлы в последующем используются в качестве исходной информации для программы графического отображения, которая реализует вывод информации с помощью струйных принтеров и термальных плоттеров в формате А0 – А4.

Библиотека обрабатывающих программ системы Gintel 97 содержит компоненты, обеспечивающие реализацию произвольных сложных процессов обработки и интерпретации геолого-геофизической информации. При этом используются математические модели, произвольные многопараметрические петрофизические связи и интерпретационные палетки ГИС. Программное обеспечение включает разные диалоговые средства вывода и формирования всех типов данных в цифровой и графических формах, программы выполнения диалоговых фиксированных вычислительных процедур, программу *Процессор ГИС,* обеспечивающую составление и реализацию пользователем самостоятельно сформулированных им произвольных вычислительных процессов, включающих сложные логико-математические преобразования данных, синтез графических изображений, статистический анализ, решение систем уравнений и т.д.

В состав программного обеспечения входит целый набор программных средств диалоговой обработки геолого-геофизических данных, представленных в графической форме на экране монитора, экспертного анализа и корректировки результатов расчетов, интегрированного обобщения информации, ввода-вывода данных ГИС в формате LAS, LIS и в других форматах.

Кривые ГИС и кривые свойств породы, а также таблицы данных могут выводиться непосредственно в программу MS Excel или выводиться в формате обменных файлов MS Excel (\*. сsv). Любые таблицы могут вводиться в систему из файлов (\*. сsv), подготовленных программой MS Excel.

Процесс обработки геолого-геофизических данных в Gintel 97 подразделяется на логические этапы, в результате завершения каждого из которых интерпретатор получает графический и табличный материал, необходимый для оценки качества обработки и составления задания для последующего этапа.

На первом этапе обработки первичных материалов вводят в них аппаратурные поправки, приводят диаграммы к стандартным условиям измерений, учитывают влияние вмещающих пород. При этом используются как непосредственно палеточные данные, полученные по результатам математического моделирования прямых задач каротажа, так и данные, обобщенные на основе современных методов фильтрации и регрессионного анализа и представляющие собой нелинейные операторы – фильтры (для индукционного каротажа и метода ПС). В Gintel 97 увязка кривых между собой по глубине проводится путем задания величин и направлений сдвига по глубине для отдельных кривых. При этом одна из кривых назначается интерпретатором в качестве опорной. На этом же этапе снимаются отсчеты в опорных пластах с исправленных кривых. В основу программ отбивки пласта заложены два способа: аналитический (основан на определении границ по характерным точкам кривых) и способ математического моделирования (заключается в поиске точек максимума функции R(δ) для интерпретируемой кривой и математической модели границ пласта).

## 2.6. Интерпретация геофизических данных

Интерпретация данных ГИС предусматривает решение основных геологических задач, таких как литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, определение характера насыщения пластов и решение других задач исследования. При интерпретации делается заключение по скважине с конкретным указанием интервалов перфорации.

### Физические основы интерпретации

***Интерпретация методов электрического сопротивления.*** Удельное электрическое сопротивление (УЭС) горных пород зависит от удельного сопротивления, структуры и объемного соотношения отдельных фаз породы, от явлений на границе раздела фаз, от температуры и давления.

УЭС пластовых вод ρв определяется их минерализацией, химическим составом, температурой и другими факторами. Этот параметр можно оценить путем непосредственного измерения в лабораторных условиях с внесением поправки за температуру, и используя метод ПС.

УЭС фильтрата промывочной жидкости ρф оценивается по сопротивлению ПЖ рп с учетом температуры. Для утяжеленных растворов вносят поправки.

УЭС углеводородной фазы значительно превосходит удельное сопротивление поровых растворов, поэтому электропроводность первых можно условно считать практически равной нулю.

УЭС чистых неглинистых пород рвп при 100%-ном заполнении пор УЭС рв определяется соотношением рвп= Рп•ρв, где Рп *-* параметр пористости, связанный с коэффициентом пористости породы Кп и зависящий от ее литологического состава.

*Интерпретация диаграмм БКЗ.* БКЗ заключается в исследовании разрезов скважин комплектом однотипных зондов КС разной длины с целью определения УЭС неизмененной части пласта и параметров промежуточной зоны - ее диаметра и УЭС. Принцип интерпретации результатов БКЗ состоит в построении фактической кривой БКЗ и сопоставлении ее с теоретическими кривыми, полученными для определенных параметров среды. В случае совпадения кривых параметры среды теоретической кривой присваивается исследуемому пласту. Для построения фактической кривой БКЗ необходимо выделить наиболее однородные пласты, для которых возможна количественная интерпретация. Толщину пластов определяют обычным способом по кривым КС с использованием малого зонда. Уточнение положения границ пластов можно также проводить по диаграммам микрозондов и других методов каротажа.

*Интерпретация диаграмм БК.* Процесс обработки диаграмм БК проводится поэтапно:

а) проверка качества диаграмм. Заключается, прежде всего, в проверке записи нулевых и градуировочных сигналов, контрольных повторных замеров **и** перекрытий.

б) выделение объектов интерпретации. Особенности форм кривых сопротивления описаны в соответствующих руководствах.

в) снятие характерных значений ρк, проводят способами, зависящими от строения пласта. Если пласт однородный по ρ, то против пласта отсчитывают средневзвешенное по толщине кажущееся сопротивление ρк.ср. Если пласт считается неоднородным, то против пласта отсчитывают продольное кажущееся сопротивление ρкt. Принцип определения истинного удельного сопротивления основан на изучении характера распределения электрического поля экранированного зонда БК.

г) введение поправки за влияние эксцентриситета зонда в скважине. Ее вводят в показания экранированных зондов с малым радиусом исследования. Показания зондов БК со средним и большим радиусом исследования не зависят от положения прибора в скважине.

д) введение поправки за ограниченную толщину пласта.

е) введение поправки за толщину пласта.

ж) введение поправки за влияние скважины.

з) введение поправки за влияние зоны проникновения фильтрата ПЖ.

***Интерпретация диаграмм микрозондов.***Диаграммы микрозондов используют в основном для целей качественной интерпретации. Однако существует и принципиальная возможность количественного определения УЭС. Плотные непроницаемые породы характеризуются общим высоким уровнем и изрезанностью кривой рк, связанной с шероховатостью стенок скважины и неравномерностью прижатия электродов к породе.

В пластах, образующих каверны, получаемое микрозондами рк близко к сопротивлению ПЖ.

*Интерпретация диаграмм индукционных зондов.* Метод служит для определения удельной электрической проводимости пород и основан на изучении вторичного электромагнитного поля, возникновение которого обусловлено вихревыми токами, индуцированными в породах с помощью искусственного электромагнитного поля.

Важным свойством индукционных зондов являются радиальные и вертикальные характеристики, показывающие изменение геометрических факторов участков среды по мере удаления их от зонда. Радиальные характеристики определяют радиус исследования зонда и степень влияния на его показания скважины, зоны проникновения и неизменённой части пласта. Вертикальная характеристика зонда даёт представление о степени влияния на его показания вмещающих пород.

Обработка и интерпретация диаграмм включает в себя следующие основные этапы:

а) проверка качества материалов. Качество диаграмм предварительно оценивают в соответствии с требованиями технических инструкций. Расхождения между данными БКЗ и величинами сопротивления, определёнными по ИМ с внесением поправки за скважину и скин-эффект, не должны быть более ±10% для всех опорных пластов;

б) выделение объектов интерпретации и снятие значений кажущейся электрической проводимости. Базируется на анализе кривых кажущейся удельной проводимости σк, полученных для изучаемой среды разного строения.

Для пласта ограниченной толщины, залегающего в породах, имеющих одинаковое сопротивление снизу и сверху пласта, кривые σк имеют симметричную форму относительно середины пласта. При толщине пласта более 2 метров его границы проводят по точкам, соответствующим середине аномалии σк;

в) учет влияния скважин. Проводят при помощи палеточной зависимости геометрического фактора скважины *Gc* от её диаметра *dc* ;

г) учёт влияния скин-эффекта. Позволяет перейти от снятого с диаграммы значения σк к значению рк для того же пласта. Поправку за скин-эффект вводят после введения поправки за влияние скважин;

д) учёт влияния ограниченной толщины пласта. Необходим для приведения показаний индукционного метода к условиям пласта неограниченной толщины;

е) учёт влияния зоны проникновения. Осуществляется по специальным палеткам, представляющим собой семейство кривых зависимостей рк от рр или σк от σр

### Интерпретация метода ПС

Потенциалы самопроизвольной поляризации, регистрируемые при исследовании газовых скважин, обусловлены естественными электрическими полями, которые возникают в результате электрохимических процессов, протекающих на границе между скважиной и породами, а так же пластами различной литологии в разрезе скважины.

Среди электрохимических процессов, формирующих потенциалы ПС в скважине, основную роль играют диффузия солей и течение жидкости, в результате которых возникают потенциалы (э.д.с.) диффузионного или фильтрационного происхождения.

Диаграмма ПС не имеет нулевой линии. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС показывают числом милливольт приходящихся на отрезок 2 см. Ввиду отсутствия на диаграмме ПС нулевой линии в качестве условной нулевой линии, от которой отсчитывают отклонение кривой ПС, используют линию глин. Подавляющая часть осадочных пород в терригенном, карбонатном, вулканогенном, гидрохимическом разрезах и различных их сочетаниях отмечается отклонением кривой ПС влево от линии глин. Границы пластов на кривой ПС соответствуют точкам перегиба зарегистрированной кривой ПС.

Для геологической интерпретации диаграмм ПС используют либо график скачка потенциала *Еs* или значения *Еs* в отдельных пластах, либо относительные значения αпс = *Еs/ Еsmax,* — максимальное значение *Еs* в изучаемом участке разреза.

При интерпретации диаграмм СП решают следующие задачи:

определение рв при температуре пласта и расчет минерализации пластовой воды Св, соответствующей рв для определения рв обычно используют аномалию ПС в пласте чистого песчаника или известняка, залегающего в плотных высокодисперсных глинах.

выделение коллекторов в терригенном разрезе, определение глинистости пород.

### Интерпретация радиоактивных методов

*Интерпретация ГК.* Гамма-метод позволяет судить о радиоактивности горных пород и используется для расчленения геологического разреза, оценки глинистости, выделения и оценки радиоактивности пород. Скважинный прибор ГК содержит детектор и электронную схему для регистрации числа импульсов за единицу времени. Показания прибора зависят от содержания U, Th, К в породе и среде, заполняющей скважину, от толщины и материала корпуса прибора, спектральной чувствительности детектора.

Важнейшие особенности кривой интенсивности гамма-излучения *Iγ*: аномалия симметрична, при *h >* 1м *Iγ* в середине пласта практически равна показаниям *Iγ∞* при *h = ∞*. Влияние скважины на результаты ГК обусловлено поглощением излучения пласта скважины и вкладом в *Iγ* квантов, возникающих в скважине. Это влияние определяется коэффициентом линейного поглощения раствора μр, его плотность δр и удельной активности. Кроме поправки за скважину в измеренные значения вводят поправку за глинистую корку и исключают фон прибора. Геологической интерпретацией результатов ГК в данном случае будет являться литологическое расчленение пластов.

*Интерпретация данных НКТ.* При интерпретации данных НКТ выделение пластов, *у-,* отсчет показаний и их исправление за влияние интегрирующей ячейки (поправка за υτя) проводят так же, как и при ГК. Затем вычитают естественный фон, определяют кажущеюся пористость пласта по палеткам зависимости I/Iв от knдля чистого водоносного известняка и соответствующего диаметра скважины, учитывают нестандартность скважинных условий (учитывается влияние ПЖ которое складывается из различных параметров: водородного индекса раствора юр, его плотности δр, излучающей способности υp и сечения поглощения тепловых нейтронов Σз.р, зависящего в основном то содержания хлора и железа, влияние промежуточного слоя - глинистая корка или отход прибора от стенки), учитывают особенности пласта (вводится поправка за основной минеральный состав скелета, за глинистость, за примеси элементов с высоким сечением поглощения нейтронов, за влияние остаточного газонасыщения в зоне проникновения, за температуру и давление в пласте и скважине).

Количественное определение коэффициентов газонасыщенности по данным стационарного НМ основано на использовании уравнения

kг = (kп – kп,K + kгл ωгл + Δωпл)/[ kп(1-ωг)]. (2.1)

Поскольку Δωпл зависит от kги эта зависимость пока не аппроксимирована соответствующими формулами, kгнаходят методом последовательных приближений. Сначала определяют первое приближение kгполагая Δωпл — 0; далее вычисляют приближенные значения по формуле (2.1.) и находят первое приближение Δωпл и второе приближение kг.Подобный процесс продолжают до получения устойчивых значений kг*.*

Погрешность определения kппо стационарным нейтронным методам в разных условиях составляет примерно 1,5 - 3,5 %.

Интерпретация данных ГГП каротажа. ГГП используют для определения плотности горных пород δ, регистрируя относительно жесткое гамма-излучение (более 0,15 МэВ). Основное назначение ГГП в нефтяных и газовых скважинах - определение kп.

Если плотность твердой фазы δтв и заполнителя пор δж не зависит от kп, то

kп=(δск-δ)/( δтв - δж).

Если твердая фаза двухкомпонентная (скелет + примесь), то

kп = ( δск - δ)/( δск- δж)+(δприм-δск)• kприм/(δск-δж), где kприм - доля примеси

(глинизация, нерастворимый остаток, доломитизация и т.п.) в объеме породы; δск и δприм - плотность скелета и примеси.

В газоносных пластах следует учитывать остаточную газонасыщенность kг.о*,* зоны проникновения и вместо δж использовать δ ж = δж - kг.о (δж - δг), где δг - плотность газа.

### Интерпретация акустических методов

*Стандартный акустический метод.*

*Определение коэффициента пористости.* Основа метода определения коэффициента пористости пород - наличие тесной взаимосвязи между величинами Vp (или Δτ) и kп*.* В однородной и изотропной идеально упругой среде скорость распространения упругих волн определяется значением модуля Юнга *Е,* коэффициента Пуассона υ, плотностью δп-Плотность пористой среды зависит от коэффициента пористости :

δп = δтв-(δтв- δ3)\*kп, (2.2)

Где δтв - плотность твердой фазы, т.е. зерен , слагающих скелет породы;

δз - плотность заполнителя порового пространства.

В горных породах связь между фазами, слагающими породу, недостаточно совершенна. По этой причине зависимость Vp от υ и δп , а следовательно, и от kпотклоняется от закона.

На основании экспериментальных и теоретических исследований сред с несовершенными связями предложен ряд выражений, устанавливающих зависимость скорости (интервального времени) распространения продольных волн от пористости.

Наиболее простые из них следующие:

уравнение среднего времени, полученное М. Вилли, А. Грегори и Л. Гарднером,

Δτп = Δτтв + ( Δτ3 - Δτтв)•kп; (2.З.)

уравнение степенной связи, предложенное В.Н. Дахновым,

Δτп = Δτтв+kпmп(Δτз- Δτтв)+kглmгл •( Δτз- Δτтв) , (2.4.)

где Δτтв - интервальное время в твёрдой фазе породы; mп и mгл - показатели, зависящие соответственно от структуры и степени цементации коллектора, изменяющиеся от 0,7 до 1,5 и возрастающие с увеличением уплотнения.

В основу уравнений (2.З) и (2.4) положена линейная зависимость между скоростью (или интервальным временем) и пористостью. В них не учитывается влияние горного и пластового давлений, хотя их роль возрастает с уменьшением пористости.

Для пористых сред, содержащих глинистые включения в порах, получено уравнение, позволяющее учитывать особенности упругих свойств изучаемых пород и влияние всестороннего сжатия на скорость упругих волн:

, (2.5)

где μ - коэффициент, учитывающий относительное содержание и сжимаемость глинистых частиц; βтв *,* βп, βз - коэффициенты сжимаемости соответственно твёрдой фазы минералов, слагающих скелет породы, объёма порового пространства и его заполнителя.

Уравнение (2.5) определяет зависимость между скоростью Vpи кппород с совершенной связью между твёрдой и жидкой фазами. Условие совершенства связи хорошо удовлетворяет низкопористым трещинным, трещинно-кавернозным карбонатным коллекторам.

Коэффициент пористости в неглинистых коллекторах можно определить одним из следующих способов.

1. Устанавливают величину kп по экспериментальным зависимостям VP = f(kn),полученным по представительной коллекции керна, с учётом эффективного давления и температуры, характерных для данного разреза.
2. Применяют статистические уравнения, выражающие зависимость интервального времени от пористости и глубины залегания пород, которая служит косвенным показателем термобарических условий изучаемого разреза.

Предложенные способы дают возможность оценивать коэффициент пористости с высокой точностью. При подсчёте запасов предпочитают второй способ, поскольку при использовании статистических уравнений систематические ошибки минимальны.

Погрешность оценок kпи Δτп может быть существенно снижена до (1.5-2%) при использовании данных нескольких методов ГИС ,т.е. путем применения уравнений множественной корреляционной связи.

3.Используют уравнения (2.4) с дальнейшим введением поправок за уплотнение (эффективное давление) и нефтегазонасыщенность.Данный способ наиболее распространен на практике. Получают следующее выражение для kп:

kn*=* (Δτп - Δτтв)/( Δτз- Δτтв), (2.6)

которое справедливо для пород с мономинеральным составом скелета при насыщении пор одним флюидом.

Степень влияния различных параметров, входящих в уравнение (2.6), на точность оценки kпне одинакова, интервальное время в заполнителе порового пространства зависит от состава флюидов и изменяется в зависимости от температуры и давления (глубины залегания). Для водных растворов оно определяется достаточно точно по эмпирическому выражению:

Δτ = 710•(1-1,2-10-3•p)/(1+2,2•10-3-1,65•10-5•t2)•(1+5.5•10-4•Св), (2.7)

где Св - минерализация, кг/м3; р- давление, МПа; t- температура 0С.

Наибольшие ошибки при определении kпвозникают из-за неверной оценки интервального времени в твердой фазе породы, соответствующего скорости Vp при kп *—>* 0.

Существует несколько способов определения Δτтв:

1. Использование значений Δτтв, полученных для определенных минералов в атмосферных условиях. Однако такой подход в некоторых случаях может привести к значительным погрешностям, поскольку диапазон изменения скоростей в твердой фазе литологически однотипных пород даже при атмосферных условиях довольно широк и может изменяться в зависимости от состояния поверхности зерен и акустического контакта между ними.
2. Линейная экстраполяция зависимости Δτ=f{kп)к нулевой пористости, основанная на сопоставлении скорости, измеренной в скважине, с величинами kп, определенными на керне при сплошном его отборе.
3. Сопоставление интервального времени и удельного электрического сопротивления породы, полученного по результатам записи экранированным зондом. В этом случае по оси абсцисс откладывают Δτп в линейном масштабе, а по оси ординат - значения ρк в масштабе у = ρк –1/2. Интервальное время Δτтв находят в результате экстраполяции полученной зависимости до пересечения с осью ординат в точке ρк >∞. Такой способ рекомендуется использовать для глинистых, нетрещиноватых пород.

Опыт использования уравнения (2.З) показывает, что оно дает удовлетворительные результаты для сцементированных слабоглинистых пород (Сгл<5-10%) с межзерновой пористостью более 20% при насыщении пор водой и эффективном давлении ≥40МПа. Если же эти условия не соблюдаются, то необходим учёт влияния названных факторов на изменяемые величины скорости (или интервального времени).

Для учёта термобарических условий в зависимости от степени консолидации пород водят поправку за уплотнение различными способами.

*Широкополосный акустический метод.* В аппаратуре широкополосного акустического метода предусмотрено получение интервальных времен, амплитуд и коэффициентов затухания продольных волн, амплитуд и коэффициентов затухания поперечных волн, а также фазокорреляционных диаграмм и волновых картин.

Современная модификация широкополосного акустического метода имеет следующие особенности.

1. В изучаемом участке разреза для любой его точки полностью фиксируется волновая картина, характеризующая поле волн: продольной (Р), поперечной(S), и Лэмба- Стоунли (трубной волны , L-St)
2. Созданные к настоящему времени программы позволяют при обработке информации получить:

- кривые изменения по разрезу интервального времени первых вступлений волн продольной Δτp поперечной Δτs Лэмба-Стоунли ΔτLs-t, а так же их средних амплитуд АР, As, Аь-st и коэффициентов поглощения αр, αs, αL-St

- ФКД

1. Исследование разреза с получением указанной информации проводится при необходимости при различной частоте колебаний, возбуждаемых источником от З КГц до 25 КГц и более, - что позволяет проводить частичное акустическое зондирование, увеличивая радиус исследования скважинным акустическим прибором при уменьшении частоты. Последнее дает возможность изучать разрезы обсаженных скважин в условиях, расформированной зоны проникновения в коллекторах, что в свою очередь, позволяет использовать акустический метод как средство для оценки характера насыщения коллектора в процессе разработки месторождения в эксплуатационных скважинах, а так же в обсаженных разведочных скважинах, бурящихся на стадии доразведки месторождения (выявление пропущенных ранее продуктивных объектов). Весьма перспективным является проведение повторных исследований АКШ до и после перфорации колонны, а так же после обработки призабойной зоны с целью интенсификации притока.

*Выделение коллекторов со сложной структурой порового пространства.* По данным АКШ для выделения в разрезе трещинных, трещинно-кавернозных коллекторов с плотной непроницаемой матрицей используются следующие признаки.

характерный для данного типа коллекторов «звуковой образ», главными особенностями которого являются:

- резкое уменьшение толщины, иногда вплоть исчезновения изображения, линии на ФКД при одновременном увеличении значений *τ* всех фаз волн (продольных, поперечных, Лэмба-Стоунли); иногда появление характерной сетки, вызванное явлениями интерференции и дифракции волн;

- заметный рост значений αр, αs, αL-St

- увеличение значений интервальных времен первых вступлении всех видов волн;

2. увеличение коэффициента сжимаемости породы βо, рассчитываемого на основе зарегистрированных значений Δτр и Δτs .

Данные АКШ позволяют рассчитать величину коэффициента Пуассона υ и модуль Юнга *Е* по формулам:

 2.8  2.9

В этом состоит преимущество АКШ по сравнению со стандартным АК, поскольку при расчете величины β по данным АК приходится задаваться вероятными для изучаемого объекта значениями υ и E.

Далее рассчитывается βо по одной из следующих формул:

 2.10

 2.11

*Определение нефтенасыщенности пород.* Новый способ определения насыщения пород по данным АКШ основан на использовании кинематических параметров продольной и поперечной волн в комплексе со стандартными методами ГИС. Физической основой способа является различие сжимаемостей водо-, нефте-, и газонасыщенных пород.

Если сравнивать распределение удельных сопротивлений и изотермических сжимаемостей среди наиболее распространенных минералов и насыщающих флюидов продуктивных коллекторов, то аномальным компонентом в ряду удельных сопротивлений

будет пластовая вода (пониженные значения). Она очень широко дифференцирует породы-коллекторы по характеру насыщения. Трудности обычно возникают при учете влияния минерализации пластовой воды и содержания битума, структуры порового пространства по и содержания битума, структуры порового пространства, глинистости и характера смачиваемости коллектора. В случае сравнения изотермических сжимаемостей, аномально упругим свойством среди компонент нефтяного пласта является сжимаемость подвижной нефти. Битум и вода близки по сжимаемости. Битум, не имеющий, как правило, существенного газового фактора будет отмечаться, как дополнительное водородосодержание. Значительно меньше на результаты влияет минерализация пластовой воды, фактор смачивания, структура порового пространства.

Однако аномально высокой сжимаемостью обладает нефтяной газ в свободной фазе, появляющийся при снижении давления нефти ниже давления насыщения. При наличии нефтяного газа в свободной фазе даже при малом газосодержании существенно изменяются упругие свойства пласта, что легко можно установить качественно по волновой картине, однако в этом случае становится невозможным количественное определение нефтенасыщенности такого пласта по его упругим свойствам.

Однако, несмотря на кажущуюся простоту решения проблемы определения нефтенасыщения пластов, не содержащих свободной газовой формы, высокие требования предъявляются к определению коэффициентов сжимаемости породы в целом, минералов, нефти и газа.

Применяя уравнения 2.8, 2.9 к горной породе, допуская в ней только упругие деформации, можно вычислить сжимаемость породы β, решая уравнение 2.10, 2.11 при условии, что величины υ, *E,* δ известны из данных эксперимента или обобщенных сведений для различных классов горных пород. В дальнейшем основным объектом исследований при интерпретации данных АКШ становится параметр β, который, является источником информации о емкостных свойствах породы и составе флюидов, насыщающих породу.

Известно полученное теоретическим путем для модели породы, составляющие, которой ведут себя как идеально упругие однородные и изотропные среды, уравнение Ф.Гассмана:

 2.12

где βо, βcк, βтв,βж соответственно сжимаемости породы, скелета породы, твердой фазы и жидкости (флюида), заполняющие его поры.

Модель Ф.Гассмана не учитывает упругой связи между твердой и флюидальной компонентами, которая присутствует в реальных породах. Для преодоления этого недостатка В.М. Добрынин предложил уравнение:

 2.13

где *μр-* коэффициент, учитывающий влияние включений , присутствующих в реальных породах, на упругие характеристики породы.

Коэффициент упругой связи αсв твердой и флюидальной фаз породы определяется выражением:

, 2.14

где βп - коэффициент сжимаемости пор.

На основании изложенного, получено уравнение для коэффициента объемной сжимаемости породы βо при динамических нагрузках (динамическая сжимаемость):

 2.15

для газонасыщенных терригенньгх коллекторов сжимаемость породы значительно  
меньше сжимаемости флюида, поэтому , αсв=1 , поэтому уравнение 2.15

принимает вид:

** 2.16

Для количественной интерпретации используется набор комплексных, параметров зависимость комплексного безразмерного параметра, названного «индексом динамической сжимаемости» (ИДС), от коэффициента водонасыщения пласта. ИДС характеризует соотношение сжимаемостей минералов, пор породы, нефти, газа и воды. Для его определения необходимо знать скорости (интервальные времена) продольных и поперечных волн, пористость и плотность изучаемых отложений.

Основой для расчета кривых служат широко известные теории деформации пористых тел М.Био и Ф.Гассмана, модифицированные В.М.Добрыниным применительно к определению нефтенасыщенности коллекторов. При этом были учтены важнейшие ограничения в применении этих теорий для практических целей.

Получены два семейства кривых для нефтегазонасыщенных пластов: кривые с параметром нефтенасыщенности, изменяющимся к пределах kн= 0-0,8 и кривые с параметром газонасыщенности - kг*=* 0-0,5.

Одна из кривых получена для условий нефтеводонасыщенного пласта без свободной газовой фазы (kг*=*0). Он имеет плавный характер и диапазон изменения ИДС достигает 70% при изменении коэффициента водонасыщения от предельной величины kв=kв.о до kв= 100%.

При наличии в порах небольшого количества свободного газа (kг = 0,02 -0,05) кривые для определения kврезко выполаживаются, т.к резко снижается дифференциация пласта по нефтенасыщению. Это делает затруднительным количественные определения нефтенасыщенности. При kг= 0,5 все семейства кривых ИДС =*f*(kв)устремляется к предельному значению, соответствующему отсутствию упругой связи между флюидом и твердой фазой породы. В этих случаях ИДС может лишь служить очень чувствительным индикатором присутствия свободного газа в нефтенасыщенном пласте.

# 3. Специальная часть

Информативность метода ВИКИЗ при изучении песчано-глинистых разрезов

**3.1. Основные геолого-геофизические задачи, решаемые методом ВИКИЗ**

Метод высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований предназначен для исследования пространственного распределения удельного электрического сопротивления пород, вскрытых скважинами, бурящимися на нефть и газ.

Использование метода ВИКИЗ позволяет решать следующие задачи ГИС:

— расчленение разреза, в том числе тонкослоистого, с высоким пространственным разрешением;

— оценка положения водонефтяных и газоводяных контактов;

— определение удельного электрического сопротивления неизмененной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов;

— выделение и оценка параметров радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скоплений соленой пластовой воды («окаймляющие зоны»), как прямого качественного признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах.

В отличие от трехкатушечных зондов индукционного каротажа, в которых измеряются абсолютные значения сигналов на фоне скомпенсированного прямого поля, метод ВИКИЗ, базирующийся на измерении относительных фазовых характеристик, мо¬жет использоваться для исследования в скважинах, заполненных сильнопроводящим (УЭС менее 0,5 Ом-м) буровым раствором.

Результаты интерпретации диаграмм ВИКИЗ в комплексе с данными других ме¬тодов ГИС и петрофизической информацией позволяют определять коэффициент неф-тегазонасыщения, литологию терригенного разреза, оценивать неоднородность коллек-торских свойств на интервалах пористо-проницаемых пластов, выделять интервалы уплотненных песчаников с карбонатным или силикатным цементом и др.

**3.2. Основы теории. Сигналы ВИКИЗ в неородных средах**

***О фокусирующих системах электромагнитного каротажа***

Основная цель электромагнитного (в том числе индукционного) каротажа зак­лючается в возможно более точной оценке удельных электрических сопротивлений пластов. Для достижения этой цели применяются многокатушечные зонды. Параметры зондов выбираются таким образом, чтобы измеряемый сигнал в основном определял­ся УЭС неизмененной части пласта, а влияние скважины и зоны проникновения было относительно небольшим. Такого рода зонды в каротаже принято называть фо­кусирующими.

В индукционном каротаже (частоты до 250 кГц) для проектирования зондов ис­пользуются принципы частотной и геометрической фокусировки, базирующиеся на те­ории обобщенного геометрического фактора. При геометрической фокусировке момен­ты катушек и расстояния между ними подбираются таким образом, чтобы существенно уменьшить вклады (геометрические факторы) скважины и измененной проникновени­ем прискважинной области. Другим, менее распространенным способом фокусировки является измерение двухчастотной разности реальных частей э.д.с. или мнимой состав­ляющей э.д.с. Улучшение радиальных характеристик фокусирующих зондов приводит к увеличению влияния на сигнал вмещающих пород. Особенно это становится заметным, когда мощность пласта сравнима с длиной зонда. Другой особенностью фокусирующих систем является значительное уменьшение уровня измеряемого сигнала. Таким обра­зом, при их проектировании требуется найти компромисс между двумя альтернативны­ми условиями: для улучшения радиальных характеристик необходимо понижать частоту или увеличивать длину зонда, а для улучшения вертикальных характеристик и увеличе­ния измеряемого сигнала необходимо повышать частоту и укорачивать зонд. Все широ­ко используемые зонды индукционного каротажа (6Ф1, 6Ф1М, 8И1.4) спроектированы с учетом этих противоречивых требований.

Принципиально иным является принцип фокусировки переменного электромаг­нитного поля в области высоких частот. Было установлено, что относительная разность амплитуд или фаз, измеренных в двух близко расположенных катушках, очень слабо за­висит от параметров скважины даже на очень высоких частотах (до 15 МГц). Таким об­разом, измерение разности фаз позволяет выполнить сразу два требования: исключить влияние скважины, не утратив при этом хорошего вертикального разрешения. Приме­нение высоких частот приводит к высоким уровням сигналов даже в относительно плохо проводящей (до 120 Ом-м) среде, что расширяет диапазон определяемых удельных электрических сопротивлений.

***Разность фаз и ее связь с удельным электрическим сопротивлением однородной изотропной среды. Кажущиеся сопротивления***

В высокочастотных методах при измерении относительных характеристик ис­пользуются трехкатушечные зонды. Такой зонд состоит из одной генераторной (Г) и двух измерительных (Ир И2) катушек. Все катушки соосны. Измерительные элементы располагаются по одну сторону от генератора. Генераторная катушка питается перемен­ным гармоническим током

*J=J0e-iwt.*

Здесь  *w—* круговая частота, *J0*— амплитуда, *i* = √-1 — мнимая единица. Момент генера­торной катушки *Mt* определяется током, площадью витка *S* и количеством витков *nt:*

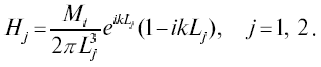
*Mt = JntS.*

Моменты измерительных катушек *Мr* определяются площадью витка и числом витков *п:*

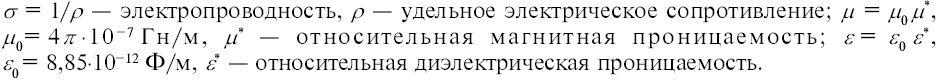
*Mr = nrS.*

Расстояние между центрами генераторной и дальней измерительной И1катушек называется длиной зонда *L1.* Относительное расстояние между центрами измеритель­ных катушек *L\L1* называют базой зонда.

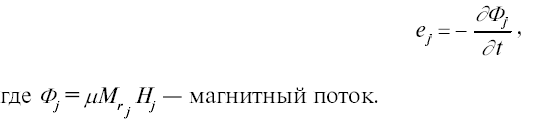
Переменный ток в генераторной катушке возбуждает в однородной проводящей среде переменное электромагнитное поле. Если расстояния между генераторной и из­мерительными катушками существенно превышает их размер *(L » √/S* ), все катушки можно заменить магнитными диполями. В этом случае магнитное поле в центрах изме­рительных катушек описывается выражением:



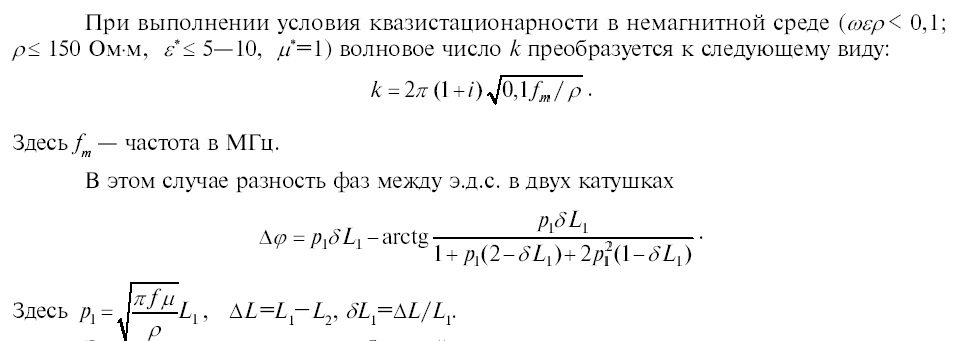
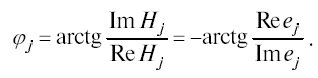
Здесь *k —* волновое число, которое связано с параметрами среды следующим соотноше­нием:



В *j*-й измерительной катушке наводится э.д.с.



Фаза магнитного поля или э.д.с. в измерительной катушке описывается выраже­нием



Эта зависимость является базовой для проектирования изопараметрических зондов. Из представленного выражения видно, что разность фаз в однородной среде будет одинакова и зависит только от УЭС среды, если выполняются два условия:



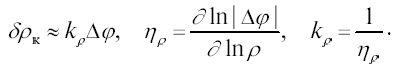
Трехкатушечные зонды, для которых выполняются эти условия, называются изопараметрическими.

В аппаратуре ВИКИЗ выбраны следующие значения изопараметров:

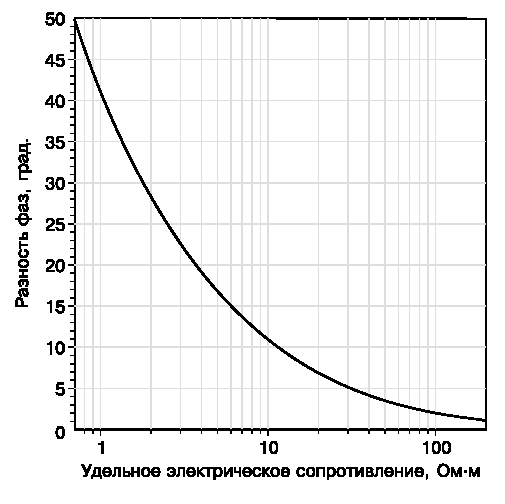


Где *f*— частота в Гц. В однородной среде показания всех зондов ВИКИЗ соответствуют одному значению кажущегося сопротивления, равному УЭС среды (*рк=р)*. Для этих значений изопараметров на рис. 3.1 приведена зависи­мость измеряемойразности фаз *φ* от УЭС однородной среды. Как видно из рисунка, существует однозначная связь между величинами *φ* и *ρ,* которая применяется для вве­дения кажущегося сопротивления *ρ*к. Отметим, что в однородной среде показания всех зондов ВИКИЗ соответствуют одному значению кажущегося сопротивления, равному УЭС среды (*ρ*к= *ρ*).

Поскольку реальные измерения содержат погрешности, проанализируем влия­ние ошибок измерения сигналов на кажущееся сопротивление. Как известно, относи­тельная ошибка определения кажущегося сопротивления *δρк* связана с относительной ошибкой измерения *δφ* следующим приближенным соотношением:



Величина *kρ* называется коэффициентом усиления относительной ошибки измерения, *ηρ —* чувствительностью измеренного сигнала *φ* к сопротивлению среды *р.*



*Рис. 3.1. Зависимость разности фаз от удельно­го электрического сопротивления однородной среды*

***Глинистый низкоомный пласт, вскрытый скважиной.*** Зона проникновения либо мала, либо совсем отсутствует. При расчете кривых учтено, что глины характеризуются высокой диэлектрической проницаемостью, которая может влиять на показания двух коротких зондов. КС для всех зондов, кроме самого короткого, совпадают с истинным сопротивлением пласта. На показания самого короткого зонда влияние оказывает скважина. Хорошо проводящий раствор приводит к завышению КС по отношению к истинному(рис.3.2.).

***Уплотненный малопроницаемый высокоомный пласт.*** Зона проникновения мала либо отсутствует. Влияние скважины проявляется практически на всех зондах.

Причем проводящая скважина занижает (до 25%) КС по сравнению с истинным(рис.3.3.).

***Водонасыщенный коллектор с повышающим проникновением.*** Кажущее сопротивление двух коротких зондов определяется УЭС зоны проникновения.

УЭС раствора практически не влияет на показания четырех длинных зондов.

Сильно проводящий раствор снижает КС для самого короткого зонда примерно на 7%. Показания двух длинных зондов близки к истинному сопротивлению пласта(рис.3.4).

***Нефтенасыщенный коллектор с повышающем сопротивлением.*** Кривые зондирования отражают истинное распределение УЭС. КС двух коротких зондов рисуют УЭС зоны проникновения. Влияние хорошо проводящего раствора (до 0,02 Омм) проявляется в снижении КС двух коротких зондов на 12%. Показания двух длинных зондов близки между собой и УЭС незатронутой части пласта. В этой ситуации также, как и в предыдущем случае возможно проведение достоверной оценки качества насыщения(рис.3.5.).

***Газовый коллектор с понижающим проникновением.*** Кривые отражают повышение сопротивления от скважины к неизменной части пласта.

Показания двух коротких зондов близки УС ЗП, в то время как УС двух длинных зондов практически полностью определяют УС пласта(рис.3.6.).

***Нефтенасыщенный коллектор с повышающим проникновением и окаймляющей зоной***(рис. 3.7). При наличии окаймляющей зоны возможна смена типа кривой зондирования: от монотонной к инвертированной (с экстремумом). При этом кажущиеся сопротивления на коротких зондах существенно ниже, чем УЭС зоны проникновения, но значительно превосходят УЭС окаймляющей зоны. Кажущееся со­противление для длинного зонда совпадает с УЭС пласта.

На рис. 3.8 показаны изменения кривых зондирований при разных положени­ях окаймляющей зоны. По мере удаления окаймляющей зоны от скважины минимум кривой зондирований смещается в область все более длинных зондов. В то же время происходит постепенное увеличение кажущихся сопротивлений для коротких зондов, которые все более приближаются к УЭС зоны проникновения. Окаймляющая зона ди­агностируется минимумом на кривой зондирования. Отметим, что этот признак на­блюдается только при больших контрастах УЭС зоны проникновения и УЭС окаймля­ющей зоны. То есть окаймляющую зону можно выделить на кривых зондирования, если УЭС фильтрата бурового раствора и пластовой воды сильно различаются. На рис. 3.9 приведены кривые зондирования при сравнительно небольшом контрасте *ρзп* и *ρоз.* В этом случае кривые становятся монотонно убывающими и на них отсутствует минимум, обусловленный окаймляющей зоной.

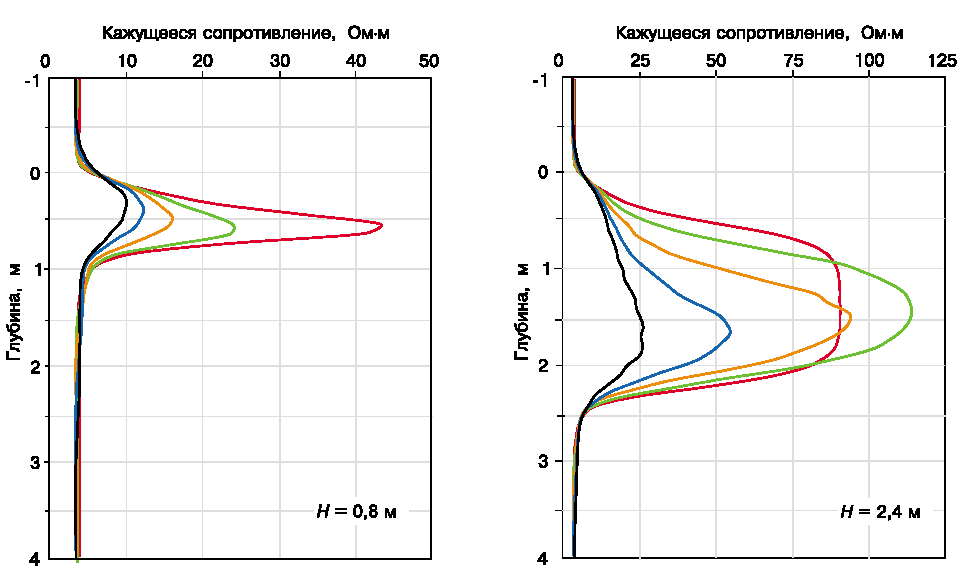
***Типичные диаграммы.***

Одной из основных задач ВИКИЗ – это расчленение разреза.

***Уплотненный молопроницаемый пласт в глинистых отложениях.*** Н=0,8 и 2,4м.

В маломощном (0,8м) пласте УС занижены, т.к. УСк для одного из зондов не выходит за УС пласта. В центральной части мощного пласта показания короткого зонда выходят на постоянное значение, примерно на 20% больше УС пласта. Есть отличие для этих пластов при переходе через кровлю пласта. Они связаны с тем, что малом пласте есть точки профилирования, в которых генераторные и приемные катушки располагаются в перекрывающих и подстилающих породах. Диаграммы асимметричны относительно центра пласта, по причине несимметричности трехкатушечных зондов. Асимметрия увеличивается для более длинных зондов. Отметим, что если в маломощном пласте макс показания расположены практически на одной глубине, то в мощном расходятся примерно на 0,5 м. УСк на длинном зонде существенно занижено из\_ за влияния хорошо проводящих вмещающих отложений (глин) (рис.3.10.).

***Уплотненный малопроницаемый пласт, перекрытый глиной и подстилающим водонасыщенным коллектором.*** Здесь ВМ отложения отличаются по УС. Диаграммы аналогичны предыдущим, разница лишь в том, что под пластом их УСк выходят на сопротивления водонасыщенного коллектора. Уменьшение влияния ВМ пород по сравнению с предыдущими кривыми приводит к увеличению УСк для коротких зондов(рис.3.11.).

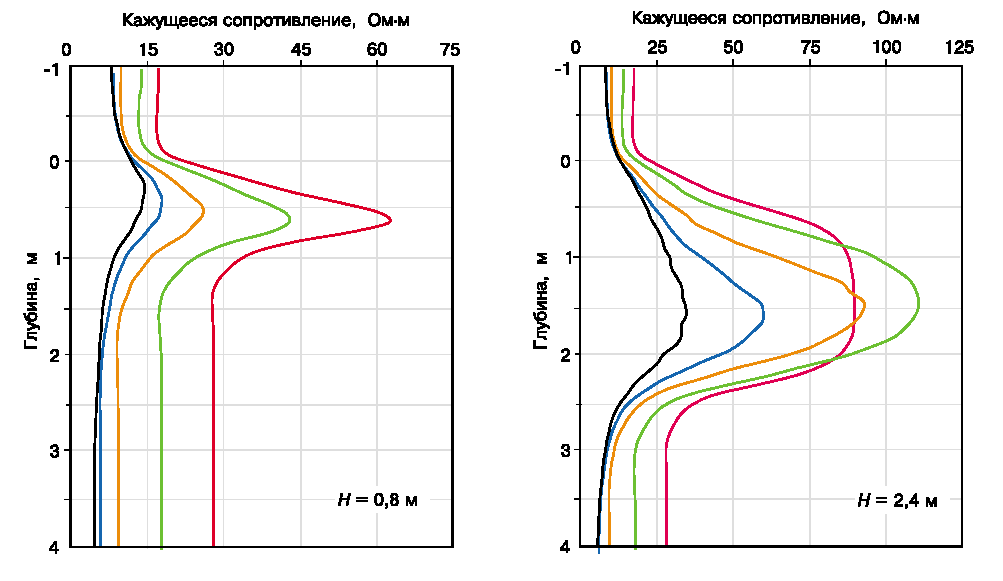


**Рис. 3.10.** Диаграммы для модели глина — уплотненный пласт — глина. Длина зонда, м: 0,5 — красный, 0,7 — зеленый, 1,0 — коричневый, 1,4 — синий, 2,0 — черный.

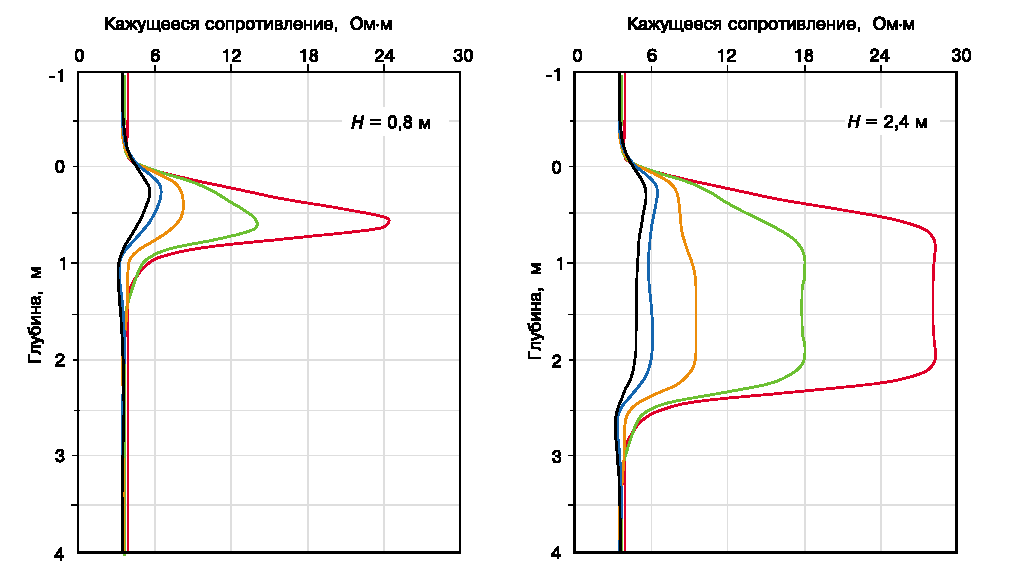
***Водонасышенный коллектор в глинистых отложениях.*** Диаграммы несимметричны относительно середины пласта. УСк для длинного зонда даже в маломощном пласте близко к его истинному сопротивлению. Наиболее близкие к УСп значения УСк наблюдаются в интервале над подошвой пласта. Это объясняется, что при таких положениях внутри зонда оказывается большая или весь исследуемый пласт. Положение кровли пластов хорошо оценивается точкой пересечения диаграмм всех зондов(рис.3.12).

***Водонасыщенный коллектор, перекрытый глиной и подстилаемый уплотненными малопроницаемыми породами***. Даже для маломощного пласта УСк для двух длинных зондов близки к УС пласта(рис.3.13.).

Кровля пласта отмечается пересечением кривых. Влияние хорошо проводящей верхней части верхней части распространяется в изолирующей среде примерно на длину зонда. Показания короткого зонда в пласте близки к УС зоны проникновения.



**Рис. 3.11.** Диаграммы для модели нефтенасыщенный пласт -уплотненный пласт — водонасы-щенный пласт. Усл. обозн. см. рис. 3.10.



**Рис. 3.12.** Диаграммы для модели глина — Водонасыщенный пласт — глина.

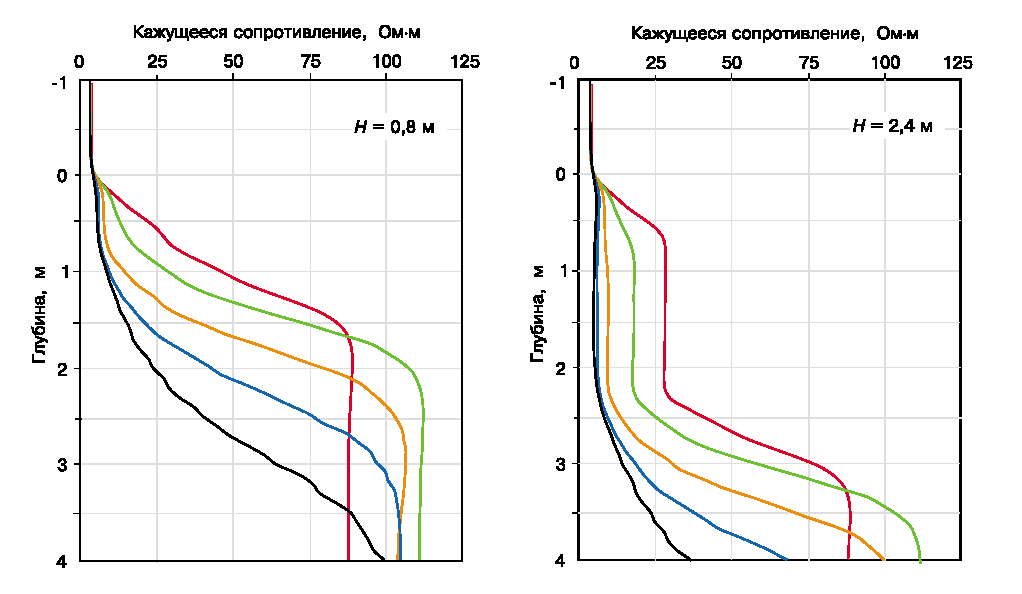
Усл. обозн. см. рис. 3.10.

***Нефтенасыщенный коллектор в глинистых отложениях.*** Диаграммы несимметричны относительно середины пласта. Интервал совпадений УСк и УС смещен к его подошве. В тонком слое показания УСк отличается от УСп примерно на 25%. Кровля пластов отмечается пересечением кривых. При переходе под подошву заметное влияние коллектора на сигнал наблюдается на интервале примерно равном длине зонда. Значительное влияние коллектора на показания зонда в покрышке проявляется на интервале, примерно равном базе зонда. Показания короткого зонда близки к УС зоны проникновения(рис.3.14).

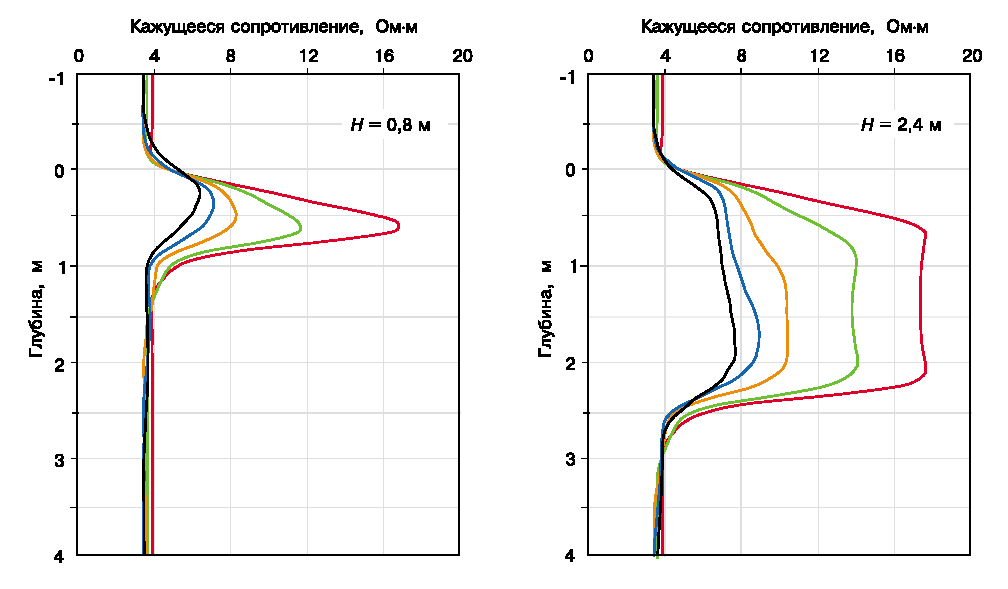
***Водоплавающей нефтенасыщенный коллектор, перекрытый глиной.***

Диаграммы сильно асимметричны относительно середины пласта, длинных зондов в целом правильно отражают истинное распределение УС по разрезу. Диаграммы коротких зондов отражают распределение УС в прискважинной зоне. Интервал совпадений УСк и УСп примыкает к подошве. В маломощном пласте УСк для самого длинного зонда не более, чем на 25% отличается от значений УСп. Кровля отмечается совпадением кривых(рис.3.15).

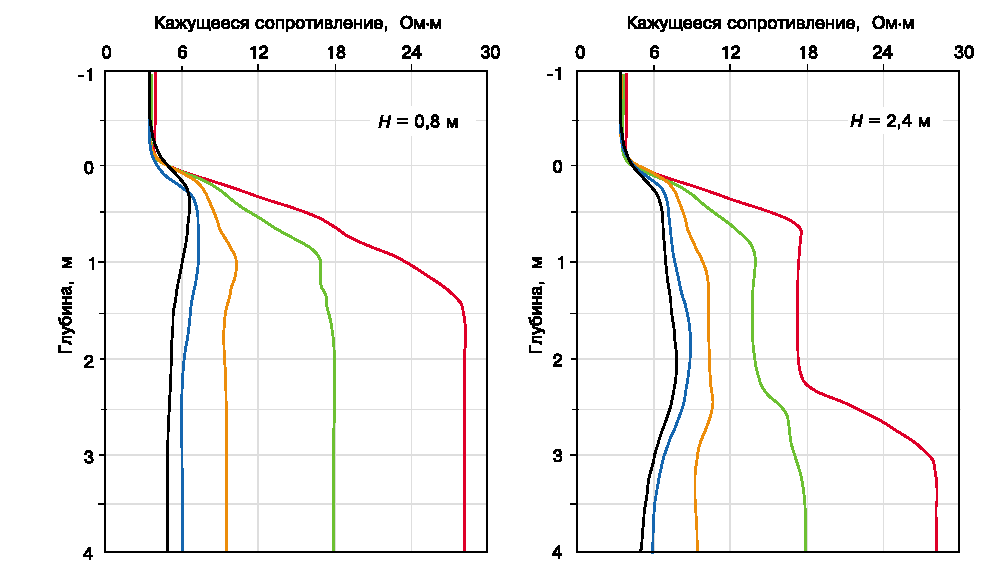
***Газонасыщенный коллектор, перекрытый глиной и подстилаемый нефтенасыщенным коллектором.*** Диаграммы с маломощным газовым пластом не выходят на значения, близкие к его сопротивлению. УСк для короткого зонда отличается от УСп примерно на 20%. Наиболее сложной является кривая профилирования длинного зонда в маломощном пласте, имеющая два экстремума на интервале коллектора(рис.3.16.).



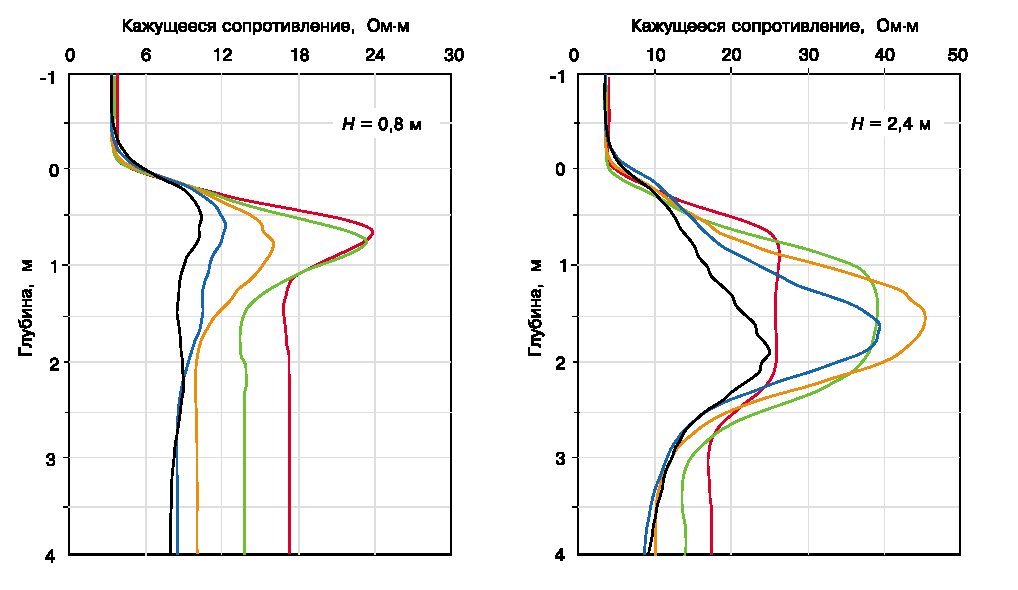
**Рис. 3.13.** Диаграммы для модели глина — водонасыщенный пласт — уплотненный пласт. Усл. обозн. см. рис. 3.10.



**Рис. 3.14.** Диаграммы для модели глина — нефтенасыщенный пласт — глина. Усл. обозн. см. рис. 3.10.

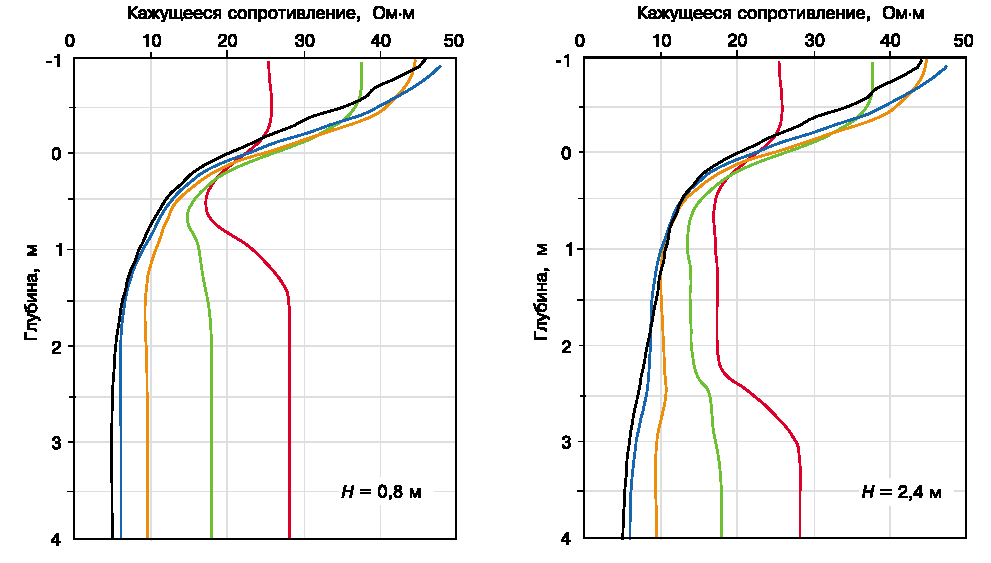


**Рис. 3.15.** Диаграммы для модели глина — нефтенасыщенный пласт — водонасыщенный пласт.Усл. обозн. см. рис. 3.10.



**Рис. 3.16.** Диаграммы для модели глина — газонасыщенный пласт — нефтенасыщенный пласт.

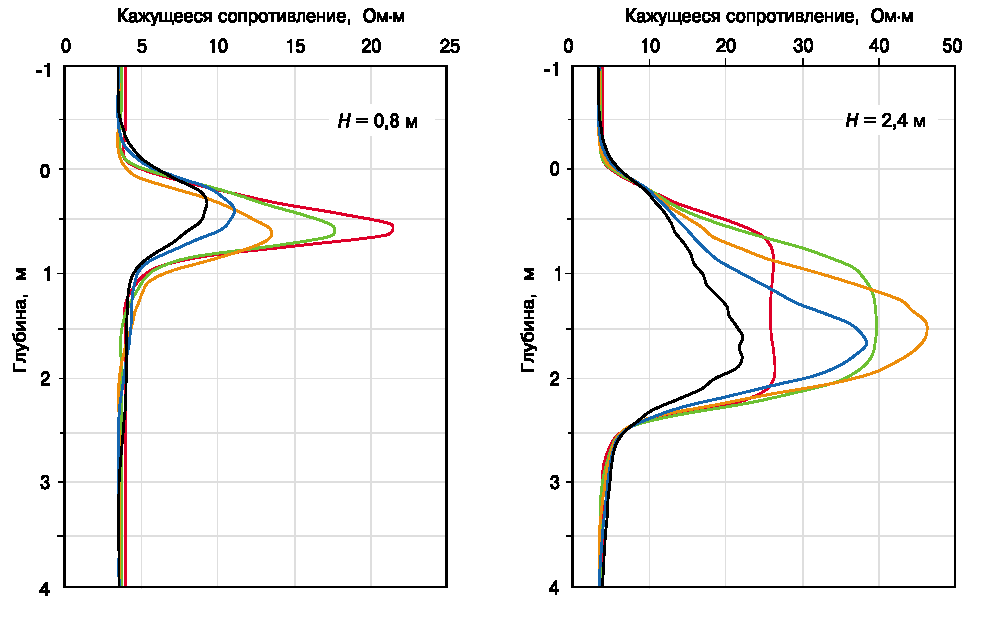
Усл. обозн. см. рис. 3.10.



**Рис. 3.17.** Диаграммы для модели газонасыщенный пласт — нефтенасыщенный пласт — водона-сыщенный пласт. Усл. обозн. см. рис. 3.10.

***Водоплавающий нефтенасыщенный коллектор, перекрытый газонасыщенными отложениями.*** Диаграммы длинных зондов правильно отражают истинное распределение УС по разрезу. На диаграммах двух коротких зондов видно распределение УС в зоне проникновения. Тонкий пласт практически не выделяется по показаниям трех длинных зондов, которые образуют «переходную зону», а на диаграммах коротких зондов заметен только по различиям в ЗП. Влияние хорошо проводящих коллектора и подошвенного слоя распространяется и в газоносном интервале на расстояние, примерно равное полутора длинам зонда(рис.3.17.).

***Газонасыщенный коллектор в глинистых отложениях.*** Диаграммы несимметричны относительно середины пласта и правильно отражают истинное сопротивление по вертикали. УСк для всех зондов в маломощном пласте значительно отличаются от УСп. В то же время показания зонда 1,4 м в мощном пласте откланяются не более, чем на 10% от УСп. Положение кровли пласта совпадает с практической точностью с точками пересечения кривых. При выходе точки записи в подошву УСк для всех зондов практически сразу близки к УС подстилающей среды(рис.3.18.).



**Рис. 3.18.** Диаграммы для модели глина — газонасыщенный пласт — глина. Усл. обозн. см. рис. 3.10.

***Общие ограничения электромагнитных методов каротажа***

Применение методов индукционного и электромагнитного каротажа должно предваряться оценкой их возможностей в конкретных геоэлектрических ситуациях. Общей основой всех ограничений является несоответствие моделей реальному строе­нию и физическим характеристикам геологической среды, а также наличие погреш­ностей при реальных измерениях в скважинах. При использовании индукционного воз­буждения поля в среде и приема сигналов наибольшие ограничения связаны с изуче­нием плохопроводящих геологических отложений. Наличие высокоомных пород при­водит к уменьшению измеряемого сигнала, соответствующему возрастанию отношения шум/сигнал и относительной погрешности измерений. При инверсии таких данных от­носительные погрешности определения параметров возрастают настолько, что результат становится неопределенным.

Рассмотрим простой пример. Достигнутая в настоящее время в аппаратуре абсо­лютная точность измерения разности фаз составляет примерно 0,5°. Сигнал в однород­ной среде при УЭС, равном 300 Ом-м, составляет 0,77° (т.е. относительная погрешность равна примерно 0,65). Коэффициент усиления ошибки при пересчете в кажущееся со­противление в этом случае составляет 1,11. Следовательно, сопротивление однородной среды будет определяться с относительной погрешностью 0,72 и интервалом неопреде­ленности (300 ±216) Ом-м.

Неблагоприятным для применения ВИКИЗ является сочетание сильнопроводя­щего бурового раствора (менее 0,01 Ом-м), широкой зоны проникновения с низким УЭС и высокоомного пласта. Для примера оценим возможность определения сопротив­ления газового пласта (/?п=50 Ом-м) при наличии понижающего проникновения (/?зп=0,2 Ом-м, гзп=0,7 м) и при сопротивлении бурового раствора /т.= 0,005 Ом-м. Будем полагать, что относительные ошибки измерения составляют 0,03. Средний коэффици­ент усиления ошибки для инверсии составляет 22,1. Следовательно, относительная по­грешность определения УЭС пласта будет около 0,66, что соответствует интервалу не­определенности (17—83) Ом-м.

Аналогичные проблемы по достоверному определению УЭС пласта возникают при широких (сравнимых с длиной зонда) зонах проникновения пониженного сопро­тивления.

**3.3. Аппаратура, её сертификация и метрологическая поверка**

Аппаратура ВИКИЗ обеспечивает измерение разностей фаз между э.д.с., наве­денными в измерительных катушках пяти электродинамически подобных трехкатушеч-ных зондов, и потенциала самопроизвольной поляризации ПС.

Габаритные размеры скважинного прибора: диаметр — 0,073 м, длина — 4,0 м. Прибор состоит из зондового устройства, блока электроники и наземной панели.

***Пространственная компоновка элементов зондового устройства***

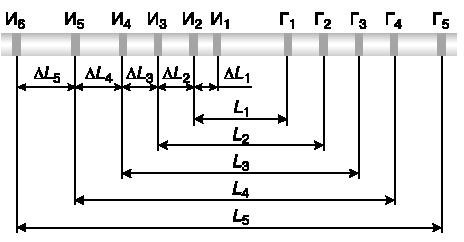
В аппаратуре ВИКИЗ используется набор из пяти трехкатушечных зондов. Кон­структивно зондовое устройство выполнено на едином стержне и все катушки размеще­ны соосно. Геометрические характеристики зондов представлены в табл. 3.1.

На рис. 3.19 показана схема размещения катушек на зондовом устройстве. Здесь приняты следующие обозначения: Г1, Г2, Г3, Г4, Г5 — генераторные катушки; И1, И2, И3, И4, И5, И6 — измерительные катушки.

Таблица 3.1 Геометрические характеристики зондов

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Схема зонда | Длина, м | База, м | Точка записи, м |
| И6 0.40 И5 1.60 Г5 | 2,00 | 0,40 | 3,28 |
| И50.28И4 1.13Г4 | 1,41 | 0,28 | 2,88 |
| И4 0.20 ИЗ 0.80 ГЗ | 1,00 | 0,20 | 2,60 |
| ИЗ 0.14 И2 0.57 Г2 | 0,71 | 0,14 | 2,40 |
| И2 0.10 И1 0.40 П | 0,50 | 0,10 | 2,26 |
| ПС |  |  | 3,72 |

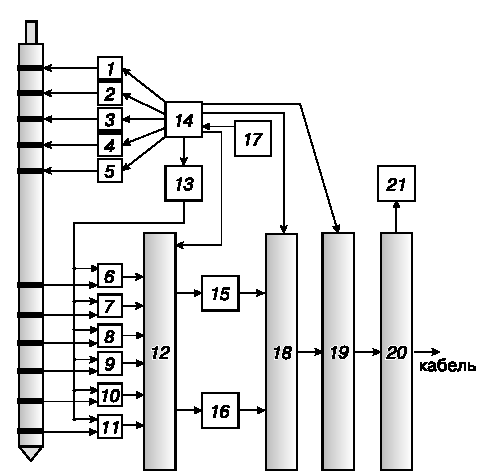
Все генераторные и измерительные катушки зондов меньшей длины размещены между катушками двухметрового зонда.



**Рис. 3.19.** Пятизондовая система. Поясн. см. в тексте.

**Структурная схема аппаратуры**

Структурная схема скважинного прибора представлена на рис. 3.20. Блок элект­роники обеспечивает поочередную работу зондов. Первой включается генераторная катушка Г: и измеряется разность фаз между э.д.с., наведенными в измерительных ка­тушках Ир И2. Второй включается катушка Г2 и измеряется разность фаз между э.д.с., наведенными в измерительных катушках И2, И3. Далее поочередно включаются генера­торные катушки остальных зондов.



**Рис. 3.20.** Структурная схема скважинного прибора. Поясн. см. в тексте.

Электронная схема содержит: уси­лители мощности — *1—5;* смесители — *6— 11;* аналоговый коммутатор — *12;* пере­страиваемый гетеродин — *13;* устройство управления скважинным прибором — *14;* усилители промежуточной частоты — *15, 16;* опорный кварцевый генератор *—17;* широкополосный фазометр — *18;* передат­чик телесистемы — *19;* выходное устрой­ство — *20;* блок питания — *21.*

Смесители расположены в зондовом устройстве рядом с измерительными катушками. Там же установлен аналого­вый коммутатор. Остальные элементы схемы расположены в блоке электроники.

Скважинный прибор подключается к наземной панели с помощью трехжильного кабеля. При регистрации на компью­теризированную каротажную станцию функции наземной панели может выпол­нять соответствующая программа.

***Схема функционирования скважинного прибора и наземной панели***

Скважинный прибор работает следующим образом (см. рис. 3.20). Сигнал, стаби­лизированный по частоте, с опорного генератора *17* поступает в устройство управления скважинным прибором *14,* в котором вырабатываются сигналы, управляющие генера­торными частотами. По команде из того же устройства *14* через усилитель мощности *1* на катушку Г1 первого зонда подается рабочая частота. По команде из устройства *14* на­страивается частота гетеродина *20,* смещенная относительно генераторной частоты на величину промежуточной частоты *f*. Переменный ток в генераторной катушке возбуж­дает в окружающей среде электромагнитное поле. Это поле наводит в измерительных катушках И1—И6 э.д.с., зависящие от электрофизических свойств горных пород. Эти э.д.с. передаются на входы смесителей *6—11,* а на их вторые входы поступает сигнал ге­теродинной частоты. На выходе смесителей появляются сигналы промежуточной часто­ты с теми же фазами, что и у высокочастотных сигналов.

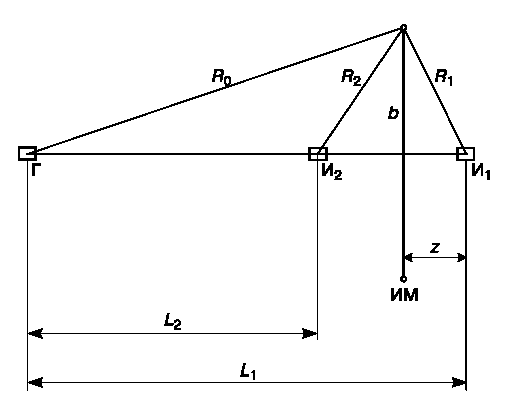
Процесс измерения происходит в два этапа. На первом этапе по команде из уст­ройства *14* аналоговый коммутатор *12* подключает сигнал от смесителя *6* к усилителю промежуточной частоты *15, а* сигнал от смесителя 7 — к усилителю промежуточной час­тоты *16.* Усиленные и сформированные сигналы подаются на входы фазометра *18.* После окончания переходных процессов в генераторных, гетеродинных цепях и усилителях *15, 16* по команде из устройства *14* фазометр *18* начинает первое измерение, в конце которого данные сохраняются. Затем начинается второй этап работы. По команде из устройства *14* аналоговый коммутатор *12* подключает сигнал от смесителя *6* к усилителю промежуточ­ной частоты *16, а* сигнал от смесителя 7 — к усилителю промежуточной частоты *15.* Уси­ленные и сформированные сигналы подаются на входы фазометра *18.* После окончания переходных процессов по команде из устройства *14* фазометр *18* начинает второе из­мерение. Измеренные данные суммируются с результатом первого измерения, при этом полезное значение разности фаз удваивается, а паразитное, возникающее из-за вли­яния на каналы усиления дестабилизирующих факторов, вычитается. Таким образом, пе­рекрестная коммутация позволяет увеличить точность измерения. В фазометре происхо­дит измерение разности фаз *А<р* между входными сигналами и их периода *Т,* усредненного по двум измерениям. Величины *А.<р* и *Т с* помощью передатчика ТЛС *19* по линии связи передаются на регистрацию через выходное устройство *20.* Это устрой­ство выделяет передаваемую информацию на фоне тока, поступающего по кабелю к блоку питания *21.* Блок *21* преобразует постоянный ток в напряжения питания узлов прибора.

После этого из устройства *14* поступает новая команда, обеспечивающая прекра­щение работы первой генераторной катушки Г: и включение в работу второй генератор­ной катушки Г2, работающей на другой частоте. Одновременно на выходе гетеродина *13* появляется сигнал новой гетеродинной частоты, которая отличается от новой генера­торной частоты на ту же самую величину А/ Аналоговый коммутатор *12* выбирает но­вую пару измерительных катушек И2, И3, и процесс измерения повторяется. Далее по очереди работают все остальные генераторные катушки Г3, Г4, Г5, каждая на своей часто­те. Соответствующие подключения осуществляются в гетеродине *13* и в аналоговом коммутаторе *12.* После окончания всего цикла вновь работает первая генераторная ка­тушка Г1 и весь цикл повторяется.

***Метрологическое обеспечение***

Основным методом контроля метрологических характеристик является измерение в однородной среде с известным УЭС. Однородная среда может быть заменена водоемом с минерализованной водой. Для достижения допустимых погрешностей, обусловленных конечными размерами водоема, его глубина и поперечные размеры должны превышать 6 м. При этом необходимо обеспечить одинаковые значения УЭС во всем объеме раствора с погрешностью не более 1 %. Из-за нелинейности зависимости разности фаз *φ* от ве­личины УЭС необходимо проводить измерения по крайней мере в пяти точках рабочего диапазона измерений. Это можно реализовать путем изменения минерализации воды.

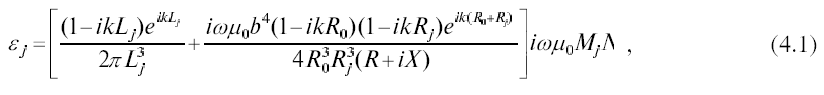
Другим способом метрологического контроля является использование физической модели, имитирующей сигналы, как в однородной среде. К такой модели предъявляют два основных требования: параметры должны поддаваться измерению с необходимой точно­стью; математическая модель, описывающая физическую, должна обеспечивать требуе­мую точность расчета. Для этих целей было выбрано проволочное кольцо, соосное с ка­тушками зонда. Оно представляет собой замкнутый одновитковый контур, состоящий из последовательно включенных индуктивности *L,* сопротивления *R* и емкости конденсато­ра *С.* Схема расположения кольца приве­дена на рис. 3.21.



**Рис. 3.21.** Схема положения кольца. Поясн. см. в тексте

Здесь L1 и L2 — расстояния от из­ мерительных катушек И1и И2 до генера­торной катушки Г, *b* — радиус кольца, *Z* — расстояние от плоскости кольца до измерительной катушки И1 ток в генера­торной катушке изменяется по закону

*J=J0∙eiωt*. Рабочая частота зонда *f=ω/2π.* Комплексное сопротивление цепи коль­ца на рабочей частоте *R+iX*. Активное сопротивление R складывается из потерь в высокоомном проводе и в конденсато­ре, включенном в разрыв цепи. Реактив­ное сопротивление *Х= l/ωC-ωL*. В этом случае э.д.с., наводимая в *j*-й измери­тельной катушке, равна



где *N=J\*S\*n* — момент генераторной катушки; S, n — ее площадь и число витков; k = ω/*c*— волновое число; с = 3\*108 м/с — электродинамическая постоянная; μ0=4\*π\*10-7 Гн/м — магнитная проницаемость воздуха. Остальные геометрические обо­значения даны на рис. 3.21. Расчет э.д.с. для многовитковых генераторной и измеритель­ных катушек выполняется на основе принципа суперпозиции.

**3.4. Качественная оценка геологического разреза**

Качественная и количественная интерпретация материалов каротажа имеет ограни­чения. Возможности того и другого подхода в интерпретации становятся более опреде­ленными и однозначными при наличии достоверной информации о разрезе. Во многом правильность выводов о геологических объектах основана на достоверности полученных данных. Вопросам оценки достоверности и контроля исходных данных посвящена пре­дыдущая глава. Это позволяет рассматривать приводимые ниже материалы, не сомнева­ясь в их качестве.

Некоторые вопросы качественной экспресс-интерпретации могут решаться на основе визуального анализа диаграмм ВИКИЗ, ПС и других методов. По его результа­там можно выделять коллекторы с оценкой их вертикальной неоднородности. При бла­гоприятных условиях возможна качественная оценка характера флюидонасыщения. При этом данные о граничных значениях удельного сопротивления продуктивных плас­тов в конкретной залежи сужают неопределенность качественного заключения.

Наиболее часто пласты-коллекторы в терригенном разрезе выделяются по ради­альному градиенту удельного сопротивления. Это характерно при наличии зоны про­никновения фильтрата бурового раствора, отличающейся по удельному сопротивлению от незатронутой части пласта. Изменения кажущихся сопротивлений от зонда к зонду могут быть прямым показателем проницаемости мощного пласта.

Эффективность качественной интерпретации и достоверность заключения осно­ваны на:

1. слабой зависимости измерений от параметров скважины и примыкающей к ней области;
2. высокой разрешающей способности как в радиальном направлении, так и вдоль скважины;
3. хорошей точности измерений и их стабильности.

Оценка значений удельного сопротивления пластов-коллекторов и зон проник­новения выполняется в программе МФС ВИКИЗ. Вместе с тем, практические диаграм­мы могут дать достаточно полную информацию и без количественной обработки. Так при относительно неглубоком проникновении фильтрата достаточно просто устанавли­вается соответствие кажущихся УЭС истинным значениям. Анализ данных по комплек­су методов повышает достоверность выводов о разрезе. Рассматриваемые далее материа­лы подробно обсуждаются именно с этих позиций.

Как уже отмечалось, некоторые вопросы геологической интерпретации данных могут решаться на основе визуального анализа диаграмм ВИКИЗ и ПС. В комплексе с радиоактивными методами достоверность выводов возрастает. По результатам зонди­рования можно с высокой достоверностью выделять коллекторы, располагая мини­мальной априорной информацией о технологии вскрытия разреза. Так, признаки на­личия окаймляющей зоны отражаются инверсией (появлением экстремума) кривых зондирования, а безошибочность ее диагностики опирается на оценки пространствен­ной разрешающей способности.

Обычно все пять измерений располагаются на одном поле каротажных диаг­рамм. Связь разности фаз с удельным сопротивлением является нелинейной. По раз­ным соображениям шкала для данных может быть представлена в значениях либо раз­ностей фаз (линейная шкала), либо кажущегося сопротивления (логарифмическая или линейная шкала). Отметим основные изменения вида каротажных диаграмм, обуслов­ленные использованием различных масштабных шкал.

*Линейная шкала разностей фаз.* В этом случае каротажные диаграммы прямо отображают измерения. Чем выше электропроводность среды, тем сильнее изменяют­ся диаграммы. Такое представление данных создает определенные методические удоб­ства. Так, низкоомные отложения (глины, насыщенные солеными водами коллекторы и т.п.) легко распознаются за счет больших значений разности фаз, соответствующих этим интервалам.

*Логарифмическая шкала кажущихся сопротивлений.* Логарифмическая шкала «сжимает» диаграммы кажущихся сопротивлений в диапазоне малых значений (до 10 Ом-м) и «растягивает» в интервале больших удельных сопротивлений. Это приводит к хорошему визуальному выделению пластов высокого сопротивления.

*Линейная шкала кажущихся сопротивлений.* Такая трансформация приводит к сильным изменениям вида диаграмм: кривые сжаты в самом информативном для ин­дукционных методов каротажа низкоомном диапазоне. Такой способ представления данных снижает визуальное разрешение в породах с низкими удельными сопротивлени­ями (песчанистые глины, алевролиты и т.п.). В то же время высокоомные интервалы хо­рошо дифференцируются по сопротивлению.

**3.5.Основы количественной интерпретации**

В основу количественной интерпретации диаграмм ВИКИЗ положено представ­ление о среде как наборе согласно залегающих слоев. Ее результатом является геоэлект­рический разрез, включающий последовательность пластов, вскрытых скважиной. Поло­жение каждого из них по стволу определяется глубинами кровли и подошвы. Отдельный пласт характеризуется удельными электрическими сопротивлениями прискважинной об­ласти проникновения (с возможной окаймляющей зоной) и незатронутой части пласта, а также положением коаксиальных скважине цилиндрических границ между ними.

Общая схема интерпретации состоит из следующей последовательности дей­ствий:

1. попластовая разбивка (выделение границ пластов);
2. осреднение диаграмм на интервале пласта (снятие существенных значений);
3. внесение поправок, снижающих влияние вмещающих пород, эксцентриситета зонда и его корпуса, отклонения ствола от вертикали и т.д.;
4. формирование кривой зондирования для каждого из пластов;
5. построение стартовой модели (экспресс-инверсия);
6. инверсия кривых зондирования с использованием методов целенаправленного подбора модельных параметров;
7. построение интервалов неопределенности для каждого из оцениваемых пара­ метров;
8. оценка качества интерпретации путем вычисления синтетических диаграмм для всего разреза и их сравнения с исходными данными.

Результаты интерпретации считаются удовлетворительными, если расхождение между синтетическими и экспериментальными диаграммами на том или ином интерва­ле не превосходит погрешностей измерения.

Вся приведенная схема лежит в основе системы компьютерной интерпретации МФС ВИКИЗ-98 (см. Приложение). Подавляющее большинство ее функций выполня­ется автоматически, однако, всегда имеется возможность внести коррективы в проме­жуточные результаты.

Как известно, в основу ВИКИЗ положен принцип радиальных (от скважины к неизмененной части пласта) зондирований. В силу изопараметричности зондов их по­казания в однородной среде совпадают между собой (с учетом погрешности измере­ний). Расхождение показаний для различных зондов в достаточно мощных пластах, вскрытых на обычном глинистом растворе (УЭС более 0,5 Ом-м), свидетельствует о наличии прискважинной неоднородности из-за проникновения бурового раствора в пласт. В маломощных (менее 1,5 м) пластах расхождение показаний разных зондов мо­жет быть обусловлено влиянием не только зоны проникновения (радиальной неодно­родности), но и влиянием вмещающих пород (вертикальной неоднородности разреза). На сигналы двух коротких зондов может влиять буровой раствор очень низкого УЭС *(р* <0,05 Ом-м).

**СИСТЕМА ОБРАБОТКИ И КОЛИЧЕСТВЕННОЙ И ИТЕРПРETAЦИИ И MCDC ВИКИЗ-98**

Обработка, визуализация и инверсия диаграмм ВИКИЗ выполняется в много­функциональной системе **МФС** ВИКИЗ-98. Система **МФС** ВИКИЗ-98 — программ­ное обеспечение, в котором достигнута высокая скорость инверсии, основанная на применении эффективных алгоритмов нейросетевого моделирования. На этом уровне развития интерпретационной базы оказалось возможным перейти от индивидуальной обработки отдельных интервалов к массовой автоматической интерпретации данных, полученных на всем интервале вскрытия разреза. Достигнутые ресурсные характерис­тики приближают систему интерпретации **МФС** ВИКИЗ-98 к работе в реальном вре­мени. В этих условиях интерпретатор освобождается от рутинной работы по подбору параметров модели и может уделять основное внимание оценке достоверности и каче­ства выполненной интерпретации.

Для этой цели в системе реализованы специальные функции оценки результа­тов. Помимо вычисляемых средних отклонений, которые отражают качество подбора, оцениваются доверительные интервалы определения сопротивлений пласта и зоны проникновения, а также ее радиуса.

Метод ВИКИЗ, направленный на определение сопротивлений пласта и зоны проникновения, становится более информативным при дополнении другими метода­ми. В системе предусмотрена панель, которая позволяет визуализировать любую диаг­рамму, содержащуюся в исходном LAS-файле.

**Общее описание**

Система обработки, визуализации и интерпретации данных высокочастотного ин­дукционного каротажного изопараметрического зондирования МФС ВИКИЗ-98 явля­ется развитием программного обеспечения ряда МФС ВИКИЗ. Основные отличия программы от более ранних версий: реализация в среде Windows 95 или Windows NT, значительное увеличение быстродействия функциональных модулей и расширение функций оперативного анализа. Комплекс МФС ВИКИЗ-98 является системой интер­претации в реальном времени. Исходные данные содержатся в LAS-файлах, включаю­щих диаграммы ВИКИЗ и других методов. В системе принят стандарт LAS версии 2.0.

Помимо автономного режима предусмотрена работа МФС ВИКИЗ-98 совместно с комплексом СИАЛ ГИС, который контролирует входные и выходные потоки данных.

В системе сохранен подход, основанный на попластовой обработке и интерпре­тации. На диаграмме выделяются пласты, после этого снимаются существенные значе­ния, вносятся необходимые поправки, строится начальное приближение и выполняет­ся инверсия. Результаты интерпретации сопровождаются оценкой доверительных интервалов, которые зависят как от геоэлектрической модели, так и от погрешностей измерений.

Для расстановки границ пластов реализован алгоритм автоматической поплас­товой разбивки с возможностью ручной корректировки их положения, удаления и до­бавления. Система может получать данные о попластовой разбивке из системы СИАЛ ГИС через импорт файлов формата SII.

После расстановки границ необходимо активизировать пласты, на интервале которых будет производиться интерпретация. В момент активизации пласта автомати­чески снимаются существенные значения. Предусмотрена их ручная корректировка. Далее производится интерпретация в одном из режимов:

* экспресс-инверсия;
* автоматический подбор;
* подбор на отдельном интервале.

При интерпретации автоматически выполняется оценка точности определения параметров (доверительных интервалов), при «ручном» подборе есть возможность ра­ботать отдельно с кривой зондирований и детально оценивать качество интерпретации по каждому пласту.

**4. Технико-экономическая часть**

**4.1 Организационно-экономический раздел**

Геофизические работы в скважинах будут выполняться комплексным отрядом геофизических исследований в скважинах, действующим в составе Нижневартовской геофизической экспедиции.

Нижневартовская экспедиция геофизических исследований скважин обеспечивает организацию работ входящих в ее состав отрядов, осуществляет руководство ими и контроль за их работой.

При экспедиции ГИС созданы следующие службы, необходимые для обеспечения бесперебойной работы главных производственных единиц (каротажных отрядов):

* диспетчерская служба, которая регистрирует заявки заказчиков на выполнение работ и на основе этих заявок выдает отрядам наряды на работу и контролирует выполнение их;
* контрольно-интерпретационная партия (КИП), которая принимает от отрядов первичные материалы (диаграммы, записи), обрабатывает их, интерпретирует и передает заказчику;
* аппаратурный цех, который производит профилактический осмотр, ремонт, регулирование и эталонирование, скважинных приборов и аппаратуры, лабораторий и подъемников и ведет учет их работы;
* ремонтный цех, который обеспечивает ремонт механизмов, оборудования подъемников и лабораторий и ходовых частей автомашин, а также геофизического кабеля.

Экспедиция ГИС входит в состав производственного геофизического объединения „Нижневартовскнефтегеофизика”.

Производственная деятельность геофизического предприятия организуется следующим образом. Геофизическая экспедиция заключает договор на выполнение исследований в скважинах с заказчиками, выступая при этом в роли подрядчиков. Взаимоотношения сторон определяются „Основными условиями на производство геофизических исследований в скважинах” и „Технической инструкцией по проведению геофизических исследований”. Договорный объем работ в течение планируемого периода выполняется на основе периодического поступления заявок со стороны заказчиков.

Весь комплекс, работ, проводящихся геофизическими отрядами, состоит из последовательных этапов: 1) подготовительные и заключительные работы на базе; 2) подготовительные и заключительные работы на скважине; 3) собственно геофизические исследования; 4) спуско-подъемные операции; 5) пересоединение скважинных приборов; 6) переезды на скважину и обратно.

Перед выездом на скважину начальник отряда получает заявку на выполнение комплекса ГИС, в которой указывается общий объем работ, в том числе по видам исследований и интервалам, данные о времени начала производства работ, конструкции скважины и т.п. Ознакомившись с заявкой, начальник отряда проводит подготовительные работы к выезду: информирует персонал о характере предстоящих работ, проверяет готовность аппаратуры и оборудования. Данные об объекте исследования, записанные в заявке, уточняются по прибытию отряда на скважину. Начальник отряда может преступить к производству ГИС при наличии акта о подготовленности скважины, подписанного буровым мастером и геологом.

Учет и оплата выполненных работ производятся на основании „Акта о выполнении геофизических работ”.

После предварительной обработки материалы ГИС передаются в интерпретационную партию. Копии геофизических диаграмм и результаты интерпретации выдаются заказчику. Объем и сроки представления результатов исследований заказчику устанавливаются договорами.

Для решения поставленных геологических задач предусматривается выполнение ГИС в два этапа: первый – в открытом стволе скважины, до спуска эксплуатационной колонны; второй – в эксплуатационной колонне.

Работы на первом этапе производства ГИС проводятся через буровой инструмент с муфтовым переходником типа „воронки” на нижней части бурового инструмента („воронка” позволяет беспрепятственно выходить и входить прибору в буровой инструмент). Инструмент (после промывочного цикла) поднимается и устанавливается в определенный интервал, оставляющий открытым интересующий интервал исследования, реперные пласты, а также обеспечивающий беспрепятственное прохождение аппаратурного комплекса до забоя скважины и проведения ГИС.

Запись геофизических параметров происходит в следующей последовательности:

* первый измерительный цикл: одновременная запись стандартных зондов, зондов БКЗ, резистивиметрии, ПС, микрозондов, микробокового каротажа и двух радиусов прижимного устройства;
* второй измерительный цикл: одновременная запись бокового каротажа и кривой индукционного каротажа.

Работы на втором этапе производства ГИС проводятся в эксплуатационной колонне. Производится повторный выезд на скважину геофизического отряда, после ожидания затвердевания цемента, с целью регистрации нейтрон-нейтронного каротажа, АКЦ и локатора муфт.

**4.2. Производственная и экологическая безопасность при производстве геофизических работ**

Данный проект предусматривает выполнение работ на Самотлорском нефтяном месторождении в полевых и камеральных условиях.

В административном отношении Самотлорское нефтяное месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 750 км к северо-востоку от г. Тюмени и в 15 км от г. Нижневартовска. Район представляет собой заболоченную и слабовсхолмленную равнину с а.о. 100-125м. Климат района континентальный с коротким прохладным летом и продолжительной холодной зимой. Наиболее холодным месяцем года является январь(-50°), самым теплым - июль (+30°). Местность частично заболочена, леса большей частью смешанные.

В целом району работ присваивается категория работ в условиях крайнего севера.

Работы на Самотлорском месторождении будут проводиться с января по июль 2005 года.

4.2.1. Производственная безопасность

Вредные и опасные факторы, воздействующие на человека, в полевых условиях, связаны с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, всепогодные и всесезонные условия проведения работ, утомительные переезды к месту исследований и т.д.), конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическим током, радиоактивными веществами, громоздкими механическими приборами). Вредные и опасные факторы, угрожающие человеку при данных видах работ представлены в таблице 4.1..

Таблица 4.1.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Этапы работ | Наименование видов работ | Группы | Факторы  (ГОСТ 12.0.003-74) | | Нормативные документы |
| опасные | вредные |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Полевой | Методы электрического каротажа (КС, БКЗ, БК, МБК, СП, ИК). | физические | 1. Электрический ток. |  | ГОСТ 12.1.019-79 [28] |
| Методы акустического каротажа (АК, АКШ). |  | 1. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе. | ГОСТ 12.1.005-88 [25] |
| Кавернометрия и профилеметрия. |
| Резистивиметрия. |
| Локация муфт. |
| Методы радиоактивного каротажа (ГГК, НК, ГГКп). | 2. Воздействие радиации. |  | ГОСТ 12.1.007-76 [27] |
| Работа с лебедкой каротажного подъемника. | 3 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. |  | ГОСТ 12.2.007.3-75 [30] |
| Спускоподъемные операции. |
| Весь цикл исследований (включая подготовительно-заключительные работы на базе и переезды к месту исследований). | психофюиол огические |  | 2. Тяжесть и напряженность физического труда. | ГОСТ 12.3.009 -76 [31] |
| Весь цикл исследований. | биологиче ские |  | 3. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися. |  |
| Камеральный | Обработка и интерпретация полевого материала. | физические | 1. Электрический ток, статическое электричество. |  | ГОСТ 12.1.019-79 [28] |
|  | 1. Отклонения показаний микроклимата в помещении. | ГОСТ 12.1.005-88 [25] |
|  | 2. Превышение уровней шума | ГОСТ 12.1.003-83 [23] |
|  | 3. Превышение уровня электромагнитных и ионизирующих излучений. | ГОСТ 12.1.006-84 [26] |
|  | 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны. | СНиП 23.05.95 [31] |
| Психо физиол огичес |  | 5.Монотонный режим работы. |  |

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы

4.2.1.1.Анализ опасных факторов и мероприятий по их устранению

**Полевой этап**

1. Электрический ток. Опасностями поражения током при проведении полевых работ являются поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъемника, лаборатории и скважинных приборов), поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Соединительные провода, применяемые для сборки электросетей, не должны иметь обнаженных жил, ненадежную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками.

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением более 380 V.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной станции. Кабель, соединяющий оборудование станции с электросетью подвешивается на высоте не менее 0.5 м и располагается в стороне от проходов и дорог.

Сборку и разборку электрических схем, ремонт проводов (изолирование оголенных участков, сращивание), а также проверку исправности цепей следует выполнять при выключенном источнике тока.

Проверку работы или поиск неисправностей в каротажной станции, находящейся под напряжением, должны производить на менее чем два исполнителя.

Если необходимо проверить на поверхности исправность скважинного прибора, разрешается подавать напряжение в схему только после предупреждения об этом работников партии.

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

Оказывающий помощь должен знать, что пораженный электротоком сам является проводником, и поэтому надо охранять себя от действия тока. Для защиты надо встать на резиновый коврик, деревянную доску, сверток сухой одежды, надеть калоши. Руки надо обмотать сухой шерстяной и прорезиненной материей (шинель, прорезиненный плащ).

Приняв эти меры предосторожности, необходимо отбросить провод от пострадавшего багром, деревянной палкой или другим плохо проводящим электроток предметом, или не касаясь тела пострадавшего, оттащить его от провода.

Если для оказания помощи необходимо перерезать провода, то инструмент для этого должен иметь изолированные ручки. Прервать ток можно также, набросив на провод (обе фазы) металлическую цепочку, кусок неизолированного провода, второй конец которых *«,* предварительно укреплен в земле.

После освобождения пострадавшего от действия тока нужно вызвать скорую помощь и немедленно начать искусственное дыхание, его необходимо делать даже в тех случаях, когда исчезли видимые признаки жизни (нет дыхания, отсутствует пульс). Искусственное дыхание производится в течение нескольких часов и прекращается только в случаях

появления безусловных признаков смерти (трупных пятен, окоченения) или приезда медработников.

Одновременно принимают другие меры для возбуждения дыхания и работы сердца: массаж сердца, обрызгивание лица водой, растирание тела, дается вдыхать нашатырный спирт. После того, как пострадавший придут в себя, его надо укутать одеялом, напоить горячим чаем и доставить к врачу.

2. Радиационная опасность. При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ) применяемые в радиоактивных методах. Источниками ионизирующего излучения служат плутоний-берилливые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивный изотоп цезия.

За единицу радиоактивности принят Беккерель (Бк), означающий одно ядерное превращение в секунду. Энергия радиоактивного излучения характеризуется дозой излучения. Различают поглощенную, экспозиционную, эквивалентную и интегральную дозы.

Облучение источниками ионизирующего излучения может быть внешним и внутренним. Внутреннее облучение более опасно, чем внешнее, т.к. попавшие внутрь организма радиоактивные вещества повергают непрерывному облучению незащищенные роговьм слоем внутренние органы до тех пор, пока они не выведутся из организма.

Для уменьшения воздействия источников ионизирующего излучения на персонал каротажной партии необходимо придерживаться следующих правил:

1. Использовать источники излучения минимальной активности, необходимые для данного вида исследований;
2. Выполнять все операции с источниками излучений в течение максимально короткого времени (т.н. защита времени);
3. Производить работы (спускоподъемные, погрузочно-разгрузочные работы) на максимально возможном расстоянии от источника (т.н. защита расстоянием);
4. Применять защитные средства в виде контейнеров, экранов, спецодежды;
5. Осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

Расчет защиты от ионизирующих излучений производят в соответствии с требованиями действующих «Санитарных правил работы с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений» [24].

Для защиты от гамма излучения применяют свинец. Дозу гамма излучений за рабочий день определяют с помощью карманных дозиметров путём пересчета показаний радиометров, отградуированных в единицах мощности дозы (мкР/ч). В любом случае мощность поглощенной дозы для каждого работника не должна превышать 5 бэр/г (0.02 Зв).

Для защиты от нейтронного излучения используют материалы, содержащие водород (вода, парафин) с добавками бора. Дозу нейтронного излучения определяют пересчетом мощности доз, отсчитанных по показаниям радиометра, снабжённого датчиком тепловых или быстрых нейтронов, путём пересчёта. Суммарная доза за рабочий день определяется как сумма доз, полученных при каждой операции - получении источника излучения, его переноски, установки в скважинный прибор и т.д.

Не в коем случае нельзя касаться и брать капсулу с источником ионизирующего излучения руками, для этого необходимо использовать специальный дистанционный манипулятор.

Радиоактивные вещества хранят в специальных хранилищах, в переносных контейнерах, которые находятся, в зависимости от активности радиоактивного вещества, в специальных колодцах. Внутри хранилища, а также снаружи излучение не должно превышать предельно допустимых величин.

Транспортирование источников ионизирующих излучений производится только в специальных контейнерах в зависимости от вида излучения. Контейнеры жёстко крепятся в задней части подъёмника.

Если в пути следования произойдёт потеря источника излучения, работник, ответственный за транспортирование немедленно должен сообщить об этом в милицию, органам санитарного надзора и руководству своего предприятия.

Для обозначения объектов, помещений, оборудования, устройств и материалов, внутри или на поверхности которых возможна радиационная опасность, ставится специальный знак с надписью «Осторожно радиоактивность!».

3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой.

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой [21].

Запрещается проводить ГИС при неисправном спускоподъемном оборудовании буровой установки или каротажного подъёмника.

При работе на скважине каротажные автомашины следует устанавливать так, чтобы были обеспечены хорошая видимость и сигнализационная связь между подъёмником, станцией и устьем скважины. Каротажный подъёмник необходимо закрепить с помощью специальных упоров.

Направляющий блок необходимо надежно закрепить на основании буровой. Прочность узла крепления должна не менее чем в два с половиной раза превышать вес каротажного кабеля.

Подвесной блок нужно надёжно закрепить на талевой системе буровой установки. После подсоединения к нему кабеля от барабана лебёдки он должен быть поднят над устьем скважины не менее чем на 15 метров и укреплён растяжкой.

Между каротажным подъёмником и устьем скважины не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля, запрещается прикасаться к кабелю при движении, наклоняться над ним, а также останавливать его руками при отказе тормозной системы лебедки подъемника.

Устье скважины и мостки должны быть очищены от промывочной жидкости, грязи, нефти, снега и льда во избежание падений.

Грузы, скважинные приборы, блоки и прочее оборудование следует выгружать (погружать) из каротажной станции под наблюдением ответственного лица каротажной партии.

Грузы и скважинные приборы массой более 40 кг или длиной более 2м любого веса нужно поднимать с помощью подъёмных механизмов.

Во избежание наиболее типичной аварийной ситуации - обрыв кабеля у головки аппарата, необходимо соблюдать следующие условия:

строго контролировать движение поднимаемого кабеля по счетчику оборотов и предупредительным меткам, чтобы не пропустить приближение скважинного прибора к устью скважины и своевременно подать соответствующие сигналы машинисту подъёмной установки;

машинист подъёмной установки при управлении лебёдкой должен внимательно следить за движущимся кабелем, выходом предупредительных меток и сигналами, подаваемыми с устья скважины.

Большую опасность представляет перепуск кабеля, возникающий при спуске кабеля в не обсаженной части скважины из-за глинистых пробок, осадков раствора, уступов и обвалов. Перепущенный кабель часто приводит к завязыванию узлов и возможным прихватам.

**Камеральный этап**

1. Электрический ток, статическое электричество. При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия электробезопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещения или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токоведущими частями.

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление распределительных щитов.

Запрещается располагать электроприборы в местах, где работник может одновременно касаться прибора и заземленного провода, оставлять оголенными токоведущие части схем и установок, доступных для случайного прикосновения; сборка схем с открытыми токоведущими частями на расстоянии менее одного метра от водопроводных и отопительных труб, радиаторов; использование стационарных установок и приборов, имеющих напряжение 36 V переменного тока и 110 V постоянного тока относительно земли, без заземления токоведущих частей.

Электризация (статическое электричество) возникает при трении диэлектрических тел друг о друга. Электрические заряды могут накапливаться на поверхности металлических предметов.

Статическое электричество отрицательно действует на организм человека. Длительное воздействие обуславливает профессиональные заболевания, особенно нервной системы. Кроме того, статическое электричество - одна из причин возникновения взрывов и пожаров.

Основные направления защиты от статического электричества предусматривают предотвращение возникновения электрических зарядов или ускорение стекания зарядов с наэлектризованной поверхности. Ускорению снятия зарядов способствует заземление оборудования, увеличение относительной влажности воздуха и электропроводности материалов с помощью антистатических добавок и присадок.

4.2.1.2.Анализ вредных факторов и мероприятий по их устранению

**Полевой этап**

1. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе. Климатические условия проведения работ можно охарактеризовать как суровые, до - 35°С зимой. Основным вредным фактором является воздействие низкой температуры, главным образом воздействие атмосферного воздуха, что может привести к обморожениям. Обморожению способствуют неблагоприятные физические факторы: ветер, влажны воздух, длительность воздействия холода, плохая защита тела одеждой, сдавливание конечностей тесной обувью. Для предотвращения обморожений весь персонал должен быть экипирован удобной, теплой одеждой, а также пребывание персонала на открытых площадях должно быть сокращено до минимума.
2. Тяжесть и напряженность физического труда. Эмоциональные стрессы. Работы, предусматриваемые данным проектом, будут выполняться полевой каротажной партией, состоящей из шести человек. Специфика ГИС в том, что производственный процесс каротажа - процесс непрерывный, длительный и утомительный. Кроме этого, персонал, занятый на данном виде исследований, работает вахтовым методом с ненормированным рабочим днем. Кроме того, и бытовые и природные полевые условия отражаются на

физическом и нервно-эмоциональном состоянии рабочего персонала, приводит к нервному и физическому истощению, что в конечном итоге сказывается на результате работы и качестве полевого материала.

Для профилактики утомления предусмотрены технические, медико-биологические и организационные мероприятия: механизация и автоматизация трудоемких работ, своевременное прохождение профилактических медицинских осмотров, применение рациональных режимов труда и отдыха и т.п.

Начальник каротажного отряда должен своевременно организовывать пересмены внутри отряда, во время непрерывного процесса исследований.

Для полноценного отдыха после каротажа геофизическая база должна располагать необходимыми удобствами: баней, по возможности бытовой и электротехникой.

3. Биологически опасные факторы. К ним можно отнести повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися, а также воздействие болезнетворных вирусов.

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания - весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле и в августе.

Присосавшегося клеща удаляют вместе с хоботком. Чтобы клещ вышел сам, место укуса необходимо смазать керосином или растительным маслом. Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год.

**Камеральный этап**

1. Отклонения показателей микроклимата в помещении. Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры, можно свести в таблицу 4.2.:

Таблица 4.2.

Нормативные параметры микроклимата в помещениях.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Период года | Параметры микроклимата | Величина |
| Холодный и переходный | Температура воздуха в помещении Относительная влажность Скорость движения воздуха | 22-24 °С 40-60%  до 0,1м/с |
| Теплый | Температура воздуха в помещении Относительная влажность Скорость движения воздуха | 23-25°С  46-60%  0,1-0,2 м/с |

Для подачи в помещение воздуха используют системы вентиляции и кондиционирования, а так же естественной вентиляции.

2. Превышение уровней шума. Источниками шума на предприятиях являются сами вычислительные машины (встроенные в стойки ЭВМ вентиляторы, принтеры и т.д.), центральная система вентиляции и кондиционирования воздуха и другое оборудование.

Уровень шума на рабочем месте программистов и операторов не должен превышать 50 дБА, а в залах обработки информации на вычислительных машинах - 65 дБА. Для снижения уровня шума, стены и потолок помещения, где установлены компьютеры, должны быть облицованы звукопоглощающими материалами [23].

Уровень вибрации в помещении вычислительных центров может быть снижен путем установки оборудования на специальные фундаменты и виброизоляторы.

3. Превышение уровня электромагнитных и ионизирующих излучений. Допустимые значения параметров неионизирующих магнитных излучений можно представить в виде следующей таблицы 4.3.:

Таблица 4.3.

Допустимые параметры электромагнитных излучений

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование параметра | Допустимые значения |
| Напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см от поверхности видеомонитора | 10В/м |
| Напряженность электромагнитного поля по магнитной составляющей на расстоянии 50 см от поверхности видеомонитора | 0,3 А/м |
| Напряженность электростатического поля не должна превышать: для взрослых пользователей для детей дошкольных учреждений и учащихся средне-специальных и высших учебных заведений | 20 кВ/м 15кВ/м |

4.2.2. Пожаробезопасность

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных и технических мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов в полевых и камеральных условиях.

Возможными причинами пожаров при проведении каротажных работ является несоблюдение инструкций по эксплуатации электротехнических устройств, а также нарушение общих правил пожаробезопасности на буровой.

Перед проведением геофизических работ необходимо проверить изоляцию электрооборудования и исправность защитного заземления буровой установки и скважины.

Промыслово-геофизические работы во время грозы проводить запрещается.

При работе в скважине, где возможны нефте- и газопроявления, или в скважине с герметизированным устьем с газовой средой, каротажные подъёмники и лаборатории необходимо ставить с наветренной стороны.

После окончания работы все источники электропитания должны быть отключены.

В каротажном подъёмнике и лаборатории запрещается разжигать примусы, керогазы, паяльные лампы, а также хранить пожароопасные материалы в открытых сосудах.

Для освещения и отопления рабочих мест необходимо использовать только приборы и устройства, предусмотренные проектами каротажной лаборатории и подъёмника.

Категорически запрещается пользоваться на устье скважины открытым огнем для отогревания геофизического оборудования. В случае замерзания ролика блок-баланса, или другого оборудования отогревать их следует только паром или горячей водой, необходимый запас которой должен быть на буровой.

4.2.3. Экологическая безопасность

В соответствии с действующими законами, постановлениями и положениями в данном разделе предусматриваются мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр и окружающей природной среды от возможных вредных воздействий, связанных с разработкой месторождения.

Охрана атмосферного воздуха. Фоновые концентрации загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферном воздухе в районе месторождения значительно ниже установленных нормативов ПДК для населенных мест.

Источниками возможного выделения и выбросов в атмосферу ЗВ при добыче, сборе и внутрипромысловом транспорте газа и конденсата являются: устьевая противовыбросовая арматура скважин, свечи, газосборные сети; при подготовке газа -технологическое оборудование, факелы, котельные, трубопроводы.

Загрязняющие вещества (в основном метанол) выбрасываемые в атмосферу при эксплуатации месторождения относятся к 2 - 4 классам экологической опасности.

Результат расчета количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от объектов эксплуатации, проведенного в ОВОС Северо-Васюганского месторождения (согласованного Областным комитетом экологии 14.07.95 г., заключение № 136). Автоматизированный расчет рассеивания вредных веществ в приземном слое атмосферы по унифицированной программе " ЭКОЛОГ " (версия 1.10) определил основные источники загрязнения атмосферы - стоянки тракторной и автомобильной техники. На эти источники приходится 99.5 % выброса двуокиси азота и окиси углерода. Превышение максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ наблюдается на расстоянии 11.4 м от этих источников. По остальным источникам превышение ПДК загрязняющих веществ не наблюдается даже в непосредственной близости от них.

Анализ расчета максимально возможного уровня загрязнения атмосферного воздуха на месторождении технологическим оборудованием в рабочем режиме показал, что выбросы вредных веществ от объектов промысла, не создадут за пределами промплощадок приземные концентраций, превышающие установленные нормативы ПДК.

Выбросы углеводородов от кустовых площадок и газосборных сетей не учитывались в расчете рассеивания, так как они рассредоточены на значительной площади и рассеивание ЗВ происходит на расстоянии нескольких метров от них. Выбросы углеводородов от кустовых площадок, также не внесут существенного загрязнения в атмосферный воздух.

При проведении регламентных работ по проверке технологических аппаратов возникают залповые выбросы ЗВ, направляемые на факел или свечу сжигания газа. Валовый выброс загрязняющих веществ в результате проведения регламентных работ составит 40.972 т/год, без учета установки регенерации метанола. При этом в периоды особо неблагоприятных метеорологических условий возможно превышение концентраций вредных веществ в воздухе более 1 ПДК (I степень опасности), более 3 ПДК (II степень опасности) и более 5 ПДК (III степень опасности).

Неблагоприятными метеорологическими условиями (НМУ) являются: приподнятая инверсия выше источника ЗВ, штилевой слой ниже источника ЗВ, туманы.

При возникновении НМУ предусмотрены мероприятия по I, II и III режимам эксплуатации технологического оборудования, выполнение которых при НМУ исключает залповые выбросы вредных веществ в атмосферу.

Мероприятия по защите воздушного бассейна предусматривают полную герметизацию всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов, исключающую постоянные сбросы газа в атмосферу. Оборудование выбирается с учетом взрывоопасное™ и токсичности продуктов. На случай превышения давления сверх предусмотренного режимом оборудование оснащено предохранительными клапанами с выбросом газа на факел.

Автоматизированная система управления технологическими процессами обеспечивает отключение отдельных установок в предаварийных ситуациях, что предупреждает аварийные выбросы газа и жидкости.

Охрана водной среды. При разработке месторождения негативное воздействие на водную среду возможно при строительстве и эксплуатации площадных объектов, устройстве подводных переходов водотоков трубопроводами, строительстве автодорог и мостов, бурении скважин на кустовых площадках, использовании подземного водозабора и сбросе сточных вод.

Строительство площадных объектов сопровождается изменениями рельефа, нарушающими естественный поверхностный сток. С промплощадок в процессе эксплуатации месторождения возможны утечки токсичных загрязнителей на прилегающие участки земли.

При строительстве подводных переходов трубопроводами нарушается естественный рельеф поймы и русла водотоков, вырубается лес в водоохранных зонах.

Для промывки и гидроиспытаний трубопроводов предусматривается забор воды из поверхностных водоемов.

При строительстве дорог, возможно, нарушение поверхностного стока насыпями с образованием вдоль трасс подпрудных озерков - очагов заболачивания.

Забор воды из подземных вод предусматривается при бурении эксплуатационных скважин. Для обеспечения водой хозяйственно - питьевых и технологических нужд при бурении скважин на каждой кустовой площадке необходимо бурение артскважины глубиной 172 м. Подземные воды приурочены к пескам атлымской свиты, залегающим в интервалах глубин 135 - 170 м и защищены от загрязнения с поверхности. Воды напорные, пьезометрические уровни устанавливаются на глубине до 10 м. Дебит скважин изменяется в пределах 4 -14.4 л/с.

Площадки под строительство артскважин размещаются на расстоянии не менее 30 м от мест бурения эксплуатационных скважин. Первый пояс зоны санитарной охраны артскважин специально не ограждается и не благоустраивается. Для исключения загрязнения водоносного горизонта в процессе бурения артскважин в качестве промывочной жидкости используется глинистый раствор, шурф вокруг устья скважины размером 1.5 х 0.5 м бетонируется. После бурения и испытания эксплуатационных скважин кустовой площадки артскважина на воду ликвидируется путем санитарно -технической заделки согласно "Положения по порядку использования и охране подземных вод на территории СССР".

Водоснабжение хозяйственно - питьевых и производственно - противопожарных нужд объектов месторождения обеспечивается запроектированными в северо - западной части территории опорной базы промысла водозаборными артезианскими скважинами (1 резервная и 1 рабочая). Потребность воды на хозпитьевые нужды составляет 125.813 мЗ/сут, на производственные - 255.64 мЗ/сут, на пожаротушение - 90.347 мЗ/сут. Забор воды будет осуществляться из водоносного песчаного горизонта атлымской свиты. Перед подачей потребителю вода будет поступать на станцию обезжелезивания.

Санитарно - эпидемиологическая защищенность источника хозпитьевого водоснабжения подземного водозабора обеспечивается тремя поясами зоны санитарной охраны водоисточников: граница I пояса устанавливается в 30 м от водозабора, II пояса -в 88 м, III пояса - в 376 м. В первой зоне строгого контроля проводится планировка территории с отводом поверхностных вод за ее пределы ограждением и обеспечением сторожевой сигнализации. В пределах второго и третьего поясов зоны санитарной охраны запрещается размещать участки ассенизации, склады ГСМ и химреагентов (в целях-исключения химического заражения источника водоснабжения).

Гидрографическая сеть Северо-Васюганского месторождения представлена притоками р. Васюган. Водоохранная зона р. Васюган составляет 300 м в обе стороны от уреза реки; у остальных притоков и водотоков - 15 м. Согласно "Положению о водо­охранных зонах ...", утвержденному Постановлением № 91 СМ РФ от 17.03.89 г., в водо­охранных зонах устанавливается специальный режим хозяйственной деятельности для предотвращения загрязнения, засорения и истощения вод. После окончания строительных работ прибрежные участки восстанавливаются, берега укрепляются.

Реки территории месторождения типично таежные с малыми уклонами, относятся к II категории рек рыбохозяйственного использования. В реках содержание кислорода, определяющего самоочищающую способность воды, резко снижается осенью, падая в зимнее время до 0 - 0.85 %. Применяемые при ОПЭ месторождения способы очистки сточных вод не достаточны для их сброса в водотоки. Для охраны поверхностных и подземных вод используемых для хозпитьевого водоснабжения (воды атлымской свиты) от загрязнения предусмотрена утилизация предварительно очищенных промстоков в поглощающие скважины.

Выполнение предусматриваемых природоохранных мероприятий обеспечит рациональное использование водных ресурсов и снизит негативное воздействие разработки месторождения на водную среду.

Охрана земель, лесов, флоры и фауны. Размещение скважин на кустовых площадках и прокладка инженерных коммуникаций в одном коридоре позволяет локализовать возможное негативное воздействие на ограниченных площадях.

Почв, пригодных для сельскохозяйственного использования на площади месторождения не имеется. При строительстве кустовых оснований снятие плодородного слоя нецелесообразно ввиду развития на площади месторождения болотно - подзолистых и болотных типов почв.

Размещение проектируемых объектов месторождения проведено с максимальным использованием малоценных экосистем на полугидроморфных и гидроморфных почвах.

Негативное воздействие на почвенно - растительный покров при разработке месторождения проявится в механическом нарушении почвенно - растительного покрова, сведении растительности и повреждении почвенного покрова на отводимых землях, замене естественных почвенных горизонтов на минеральные грунты при отсыпке кустовых площадок, насыпей автодорог, промплощадок.

Отрицательное воздействие объектов месторождения может проявиться в изменении инженерно - геологических условий грунтов. Отсыпка и планировка промплощадок могут привести к изменению термовлажностного режима подстилающих грунтов, приводящему к морозному пучению переувлажненных грунтов, неравномерной осадке и деформации производственных зданий.

Мероприятия по снижению деформаций оснований сооружаемых объектов от морозного пучения предусматривают поверхностный водоотвод, понижение уровня грунтовых вод глубоким дренажем, устройство водонепроницаемых экранов, выбор свайных конструкций фундаментов с заглублением в устойчивые грунты. Негативное воздействие строительства и эксплуатации трубопроводов приводит к нарушению естественного теплового баланса грунтов, изменению глубины сезонного промерзания -оттаивания и возникновению неблагоприятных процессов - пучения и просадки грунта. Для предупреждения процессов пучения и просадки грунта при строительстве трубопроводов предусматривается замена грунтов.

Земли, отводимые на период строительства объектов промысла во временное пользование, рекультивируются в ходе проведения основных работ, при отсутствии возможности - в месячный срок после завершения работ, но не позднее одного года после окончания строительных работ.

Рекультивация земель проводится в два этапа. При проведении технического этапа рекультивации земель выполняется очистка площадей от бетонных и металлических отходов, засыпка водоотводных канав, выполаживание откосов, планировка площадок, покрытие земель слоем торфяно - песчаной смеси. Биологический этап рекультивации' земель состоит из комплекса работ по внесению в качестве удобрений торфа и посеву многолетних трав. Рекультивации подлежат суходольные участки, заболоченные участки не рекультивируются. В процессе проведения рекультивационных работ нарушенные земельные участки приводятся в состояние, пригодное для использования в лесном хозяйстве.

Лесные массивы территории месторождения характеризуются как леса эксплуатационные. При строительстве объектов опытно - промышленной эксплуатации месторождения сведения ценных чистых кедровых, долинных пойменных кедровых и еловых лесов, лесов орехопромысловых зон, мест локализации ценных недревесных ресурсов - клюквы и брусники не предусматривается.

Предусматриваемые мероприятия по охране земель, лесов, флоры и фауны территории месторождения позволят минимизировать негативное воздействие на окружающую природную среду.

Конструкция и технология проводки скважин обеспечивает надежную герметизацию водоносных и нефтегазоносных горизонтов, предотвращающую межпластовые перетоки и загрязнение подземных вод.

Качественная изоляция проницаемых пластов в затрубном пространстве устраняет возможность перетоков жидкости или газа из одного объекта в другой или в атмосферу, предотвращая ухудшение коллекторских свойств пластов. Герметичность обсадной колонны, колонной головки и зацементированного заколонного пространства проверяется опрессовкой. Для предупреждения возможного фонтанирования эксплуатационных скважин вскрытие пластов проводится с установкой превенторов - противовыбросовых устройств, устанавливаемых на устье скважин.

Исключение возможности прорыва газа из газовой части залежей обеспечивается ограничением и регулированием депрессии на продуктивный пласт.

В процессе бурения скважин образуются отходы бурения: отработанные буровые растворы, буровые сточные воды, выбуренный шлам. В связи с отсутствием промышленного оборудования для очистки отходов бурения до уровня ПДК для нефти и химреагентов применение на кустовых площадках двухсекционных земляных гидроизолированных амбаров для сбора, накопления, очистки, обезвреживания, утилизации отходов бурения и освоения скважин является реальной необходимостью.

4.2.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На газоконденсатных месторождениях при нарушении технологии бурения и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относят незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий или чрезвычайных ситуациях, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы:

До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину. Буровое оборудование должно быть исправным. На скважине должен быть установлен превентор. Скважина должна быть залита буровым раствором до устья.

Электроустановки должны быть исправны.

Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы. Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противофонтанной службы.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противофонтанной и пожарной службе.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена.

Для профилактики выбросов партией должны проводиться тренировки.

4.3. Сметные расчеты по видам работ

Сметные расчеты по видам работ, комплексной геофизической партии, оформлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4..

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Вид работ** | **Стоимость одной скважины, руб** |
| 1 | Набор, промер параметров кривизны | 38112 |
|  | при бурении под кондуктор и тех.кол. |  |
| 2 | ЦМ 8-12 (кондуктор) | 18386 |
| 3 | ЦМ 8-10 (тех. колонна) | 20844 |
| 4 | Привязочный каротаж | 32557 |
| 5 | Инклинометрия | 22213 |
| 6 | Окончательный ГИС в открытом стволе: | 211716 |
| 6.1 | Стандартный каротаж (1зонд КС и ПС) | 81675,6 |
| 6.2 | БКЗ |
| 6.3 | Резистивиметрия |
| 6.4 | БК |
| 6.5 | Инклинометрия согласно инструкции |
| 6.6 | Кавернометрия |
| 6.7 | ВИКИЗ (7 зондов ИК и ПК) |
| 6.8 | НК | 16455,17 |
| 6.9 | ГК |
| 6.10 | ГГКп (интервал продуктивных пластов) | 78241 |
| 6.11 | АК (интервал продуктивных пластов) | 35344,2 |
| 7. | Окончательный ГИС в открытом стволе (пилот-ствол) | 120000 |
| 8 | Привязочный каротаж (горизонтальная) | 21893 |
| 9 | Окончательный ГИС в открытом стволе (автономный прибор) | 350000 |
| 10 | Привязочный каротаж (горизонтальная) | 20893 |
| 11 | Гироскоп | 31113 |
|  | **ВСЕГО бурение** | **374941** |

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину - 374941 рублей.

Учитывая стоимость каротажных исследований в одной скважине, общая стоимость полевых каротажных работ выполняемых комплексной партией (в 6 скважинах) будет составлять 2249646 рублей.

Список использованной литературы

1. Акопов Н.Б. Техника безопасности при проведении промысловых геофизических работ. - М.: Недра, 1973 г. - 235 с.
2. Безопасность жизнедеятельности: Метод. указ. по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность при проведении геологоразведочных работ» выпускной квалификационной работы для студентов всех специальностей ГНФ. - Томск: Изд. ТПУ, 2001. -32с.
3. Геофизические методы исследования скважин: Справочник геофизика / Под ред. В.М. Запорожца. - М.: Недра, 1983 г. - 591с.
4. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. - М.: Недра, 1985 г. - 357 с.
5. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник / Под ред. В.М. Добрынина. - М.: Недра, 1988 г. - 476 с.
6. Кривко Н.Н. Аппаратура геофизических исследований в скважинах. - М.; Недра, 1991 г.-421 с.
7. Ларионов В.В. Радиометрия скважин. - М.,1966 г. - 658 с.
8. Методы ГИС в поисковых и разведочных скважинах / Под ред. И. Г. Жувогина, Уфа, 1986 г. - 393 с.
9. Муравей Л.А. Экология и безопасность жизнедеятельности /Учебное пособие для вузов. - М.: ЮНИТИ - 2000 г. - 365 с.
10. Нестеров И.И., Салтымов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. - М.: Недра, 1971. -464с.
11. Померанц Л.И. Аппаратура и оборудование геофизических методов исследования скважин. - М.: Недра, 1985 г. - 321 с.
12. Сурков B.C., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно- Сибирской плиты. 1983.
13. Организация и технические средства промысловых работ. Мет. Томск, 1970.. Тархов А.Г., Бондаренко В.М., Никитин А.А. Комплексирование геофизических
14. методов. - М.:Недра, 1982 г. - 446 с.
15. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах. - М.: Недра, 1985 г. - 265 с.
16. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Ред. Эпов М.И., Антонов Ю.Н. Новосибирск: НИЦ ОИГГМСО РАН, Издательство СО РАН, 2000,121с.
17. Тищенко В.Е. Организация и планирование геологоразведочных работ на нефть и газ.
18. Опубликованные Фондовые материалы ООО Самотлорского месторождения.
19. Ширшков А.И. Охрана труда в геологии. - М.: Недра,1990 г. -395с.
20. Сибаров Ю.Г. Охрана труда в вычислительных центрах /Учебное пособие для студентов.
21. Ширшков А.И. Охрана труда в геологии. - М.: Недра,1990 г. -395с.
22. ГОСТ 12.0.003 - 74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
23. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общи требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.004 - 91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
25. ГОСТ 12.1.005 - 88 ССБТ. Общие санитарно-технические требования к воздуху рабочей зоны.
26. ГОСТ 12.1.006 - 84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
27. ГОСТ 12.1.007 - 76 ССБТ. Вредные вещества. Квалификация и общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.1.019 - 79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
29. ГОСТ 12.2.007.3 - 75 ССБТ. Машины электрические вращающиеся. Общие требования безопасности.
30. ГОСТ 12.3.009 - 76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
31. СНиП 23.05.95. Естественное и искусственное освещение.
32. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование