

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

Институт природных ресурсов
Специальность 130201 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений
полезных ископаемых»
Кафедра геофизики

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ПОРОД-
КОЛЛЕКТОРОВ НА СЕВЕРО-КЛЮЧЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ НЕФТИ
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).**

УДК 553.982:550.83:552.578.2.061.4.08 (571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2200	Фомин Юрий Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Гаврилова А. С.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По геологической части

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Поцелуев А. А.	доктор г.-м- н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Кочеткова О. П.			

По разделу «Безопасность жизнедеятельности»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Н. А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Гусев Е. В.	канд. г.-м. н		

Томск – 2016 г.

Содержание

Аннотация.....	4
Введение	11
1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ.....	12
1.1. Географо-экономический очерк района работ	12
1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность района	14
1.3. Геологическое строение района	16
1.3.1. Стратиграфия и литология.....	16
1.3.2. Тектоника.....	20
1.3.3. Нефтегазоносность	25
1.4. Физические свойства горных пород	28
1.5. Анализ результатов ранее проведенных работ.....	31
2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ.....	37
2.1 Выбор участка работ.....	37
2.2. Геологические задачи и обоснования комплекса.....	39
2.3. Методика проведения ГИС.....	40
2.4. Метрологическое обеспечение работ.....	43
2.5. Интерпретация геофизических данных.....	46
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	55
3.1. Определение качества цементирования обсадных колонн.....	55
3.2 Теоретические основы методов.....	59
3.3. Аппаратура.....	74
3.4. Методика интерпретации данных.....	81
4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	101
4.1. Организационно-экономический раздел	101
4.2. Производственная и экологическая безопасность при проведение геофизических работ.....	109
4.3. Сметная стоимость по проекту геофизических работ.....	132
Список использованной литературы.....	133

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на проведение геофизических исследований в скважинах

I. ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТ: доразведка Северо-Ключевского месторождения .

II. ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ, ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ИХ РЕШЕНИЯ:

Литологическое расчленение разреза; выделение коллекторов, оценка характера насыщения коллекторов; определение водонефтяного контакта; определение коллекторских свойств.

Методы исследования: в масштабе 1:500 – стандартный каротаж сопротивления (КС);, метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), кавернометрия, боковой каротаж (БК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), индукционный каротаж (ИК), резистивиметрия, инклинометрия, радиоактивный каротаж (ГК, НКТ), гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК).

Последовательность работ:

1. Составление проектно-сметной документации
2. Подготовительные работы:
 - изучение и анализ фондовых и опубликованных текстовых и картографических материалов, результатов ранее проведенных геолого-геофизических работ по району исследований и смежным территориям;
 - интерпретация и переинтерпретация геофизических материалов и составление схем результатов интерпретации геофизических данных с учетом геологических материалов.
3. Буровые работы. Разведочное бурение.
4. Полевые работы. Геофизические исследования скважин.
5. Камеральная обработка материалов с компьютерным сопровождением.

Введение

В нефтяной и газовой промышленности, где промысловая геофизика получила большое развитие, бурение скважин и эксплуатация нефтяных пластов без проведения промыслово-геофизических работ невозможны. Совершенствование промысловой геофизики сопровождается обновлением техники ведения работ, теории и методики интерпретации промыслово-геофизических данных. Под промыслово-геофизическими методами контроля за разработкой нефтяных месторождений подразумеваются все виды промыслово-геофизических исследований скважин в пределах эксплуатируемой нефтяной залежи.

Северо-Ключевское месторождение находится в Томской области, в 525км от г.Томска. В настоящий момент месторождение разрабатывается. Планируется бурения и проектировка новых скважин. Целью данного проекта является выбор оптимального комплекса методов, который наиболее эффективно позволит решить поставленные перед геофизиком задачи.

Цементирование обсадных колонн является основной и наиболее ответственной операцией при заканчивании скважин. От правильности ее выполнения и соблюдения всех необходимых технологических приемов зависит качество цементирования заколонного пространства, основными показателями которого являются: надежное разобщение вскрытых скважиной пород и обеспечение коррозионной и механической стойкости обсадной колонны.

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Географо-экономический очерк района работ

Северо-Ключевское месторождение нефти расположено в Каргасокском районе Томской области, в 525 км к Северо-западу от г.Томска и в 200 км от п.Каргаска, ближайший населенный пункт в 60 км. п.Новый Васюган, в 20 км п.Средний Васюган (рисунок 1.1).

Районным центром является п.Каргасок, связанное с областным центром - г.Томском местной авиалинией (полоса бетонная), а также профилированной грунтовой дорогой.

В географическом отношении находится в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности. Гидрографическая сеть в районе работ представлена правым притоками р.Нюролька, которая в свою очередь является притоком р.Васюган.

В орографическом отношении месторождение расположено на слаборасчлененной равнине, местность заболочена до 20 %. Минимальные абсолютные отметки +64м в пойме и максимальными до +103м.

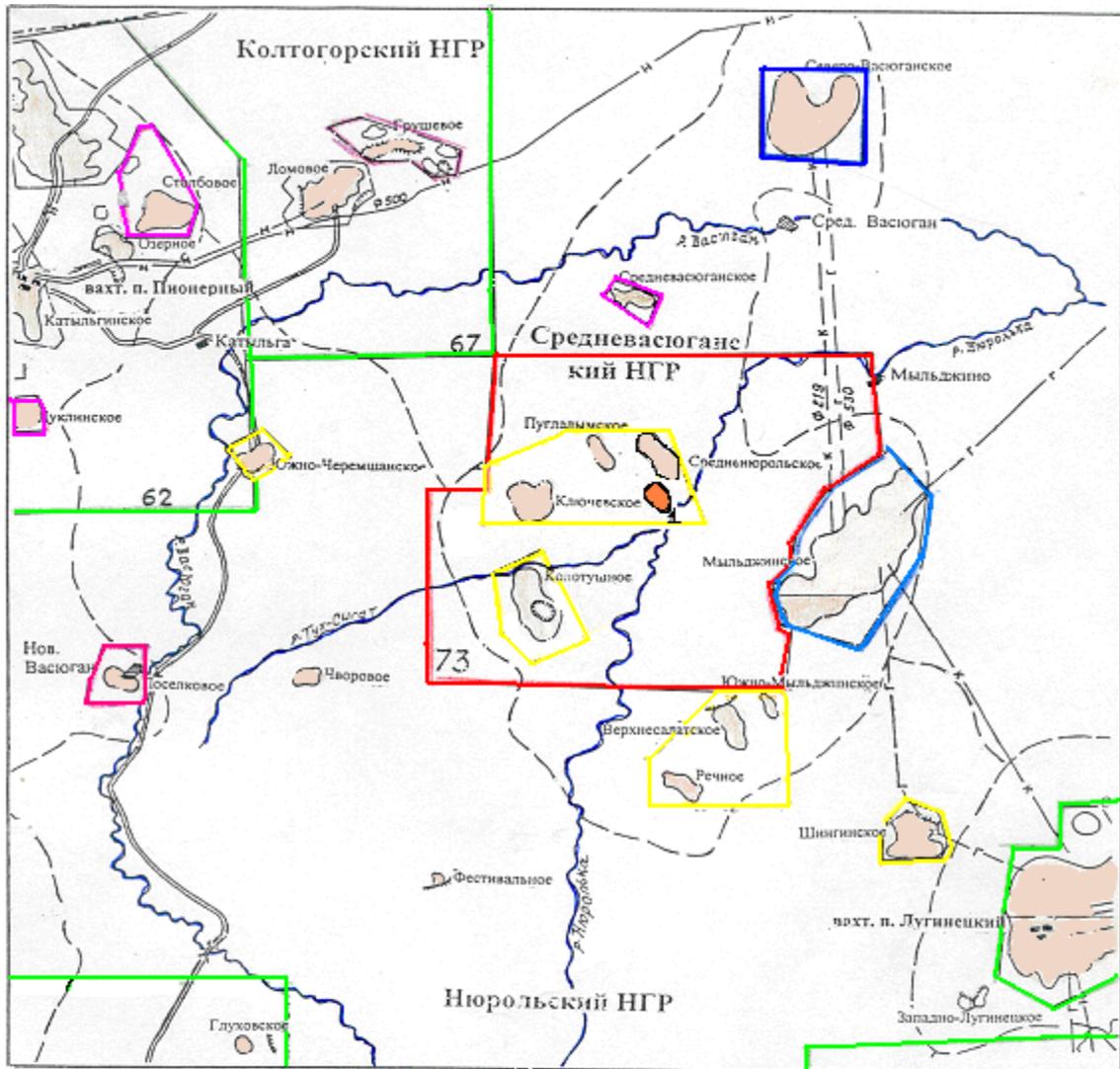
Климат резко континентальный. Температура воздуха среднегодовая - 2⁰С, наибольшая летняя +35⁰С, наименьшая зимняя -55⁰С. Среднегодовое количество осадков 500 мм в год.

Максимальна глубина промерзания 1.6м. Продолжительность зимнего периода 188 сут. Господствующими ветрами являются юго-западные со скоростью 3-5 м/с, наибольшая скорость ветра 25 м/сек.

Возможность наземной проходимости до месторождения в период промерзания болот с декабря до середины апреля.

Почвы главным образом подзолистые, серые лесные и чернозёмные. Лесные массивы представлены в основном пихтой, елью, сосной, кедром с примесью берёзы, осинкой и изредка лиственницы. В лесных районах обитают: медведь, лось, лиса, косуля, россомаха, выдра, белка, колонок и горностай. Из птиц: глухарь, рябчик. В районе расположения Северо-Ключевского

месторождения открыто еще 4 нефтяных месторождений (Колтогорское, Колотушное, Пуглалымское, Средненюрольское). Компактное расположение этих месторождений создает хорошие перспективы для эффективного освоения нефтегазовых ресурсов данного района.



Условные обозначения:

- | | |
|---|---|
| --- границы нефтегазоносных районов | Месторождения: |
| Границы лицензионных участков распределенного фонда недр: | ● нефтяные |
| — ОАО "Томскнефть" | ● газоконденсатные |
| — ОАО "Томскнефтегазгеология" | ● нефтегазоконденсатные |
| — ОАО "Томскгазпром" | ☉ зоны литологического замещения продуктивных пластов |
| — ОАО "Томская нефтегазовая компания" | — и — нефтепроводы |
| — другие недропользователи | — г — газопроводы |
| — автомобильные дороги с твердым покрытием | — к — конденсатопроводы |
- 1- Северо-Ключевское месторождение**

Масштаб 1 : 1 000 000

Геологический очерк района.

Рисунок 1.1

1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность района работ

Планомерное геологическое изучение региона начато в 1947г геологической съемкой территории Томской области, в результате которой установлено повсеместное развитие антропогеновых отложений. В дальнейшем аэромагнитной и гравиметрической съемками, проводившимися в 1952-61гг., установлено сложное строение фундамента плиты, выявлены обширные гравитационные аномалии, соответствующие крупным тектоническим элементам фундамента. В комплексе с исследованиями МОВ и КМПВ, а также структурно-поисковым бурением выделен ряд региональных структур платформенного чехла, в т.ч. и Средневасюганский мегавал. В результате площадных сейсморазведочных работ МОВ, а с 1973 года -МОГТ, в пределах Средневасюганского мегавала выявлено ряд структур второго и третьего порядка (локальные поднятия), на которых проводилось глубокое поисково-разведочное бурение. К настоящему времени на территории Средневасюганского мегавала из 29 разбуренных структур (локальных поднятий) на десяти выявлены промышленные залежи нефти, газа и конденсата.

К числу нефтяных месторождений относятся Средневасюганское, Средненюрольское, Пуглалымское, Колотушное и др. основными продуктивными горизонтами на открытых месторождениях является горизонт Ю1 васюганской свиты средней-верхней юры.

Северо-Ключевское локальное поднятие, расположенное в западной части Средневасюганского мегавала (нефтегазоносного района), выявлено сейсморазведочными работами МОВ масштаба 1:100 000 в 1979 году, подготовлено к бурению в 1984 году работами МОГТ масштаба 1:50 000. основной горизонт подготовленной структуры - II а (подошва баженовской свиты). Результаты этих работ явились основой для поискового бурения на Северо-Ключевском поднятии.

В период 1985-86 гг. на поднятии было пробурено две поисковые скважины -22 и 23 заложенные, соответственно, на восточной переклинали и

юго-восточном склоне поднятия, на участках благоприятного прогноза нефтегазоносности по данным МОГТ.

Скважина 23 пробурена до палеозоя, который вскрыт на глубине 2926 м (забой скважины 3100 м). в связи с отрицательной характеристикой разреза по керну и ГИС эксплуатационная колонна не спускалась.

В скважине 4, заложенной в 1.6 км юго-западнее скважины 23, пласт Ю₁¹⁻² вскрытый на 20 м гипсометрически ниже, оказался лучшим коллектором. Из него при опробовании в колонне получен приток нефти дебитом 2.3 м³/сут на штуцере 2.8 мм с примесью пластовой воды (0.2 м³/сут).

В результате площадных работ МОГТ, выполненных в 1992 году в Северо-западной части Среднеvasюганского мегавала, Северо-Ключевское поднятие было детализировано, уточнено его строение по ряду отражающих горизонтов как в плане, так и в гипсометрическом положении. Свод структуры весьма контрастно вырисовывается в западной части. Таким образом, пробуренные ранее скважины 22 и 23 оказались в структурном отношении в неблагоприятных условиях, поскольку по результатам проведенного по данным МОГТ прогноза основная залежь нефти в горизонте Ю₁ приурочена к сводовой части структуры.

В результате переинтерпретации и переобработки геолого-геофизического материала по площади в 2000 году подводилась новая рисовка структурного плана по отражающему горизонту Па, а также был дан прогноз нефтеносности сводовой части структуры. Это дало основание для проведения здесь поисково-оценочного бурения. В результате бурения скважина 5 в присводовой части структуры выявлена залежь нефти в пластах Ю₁³ и Ю₁⁴, из которых получен приток нефти дебитом 50 м³/сут.

В 2003 году на месторождении осуществлен подсчет запасов нефти и растворенного газа категории С₁ и С₂.

В 2004 году в пробуренной на участке запасов категории С₁ скважине 6 по предварительным данным нефтеносными являются пласты Ю₁¹⁺² и Ю₁³

В 2005 году пробурена скважина 7, по геофизическим данным продуктивным горизонтом является пласт Ю₁³

1.3. Геологическое строение района

1.3.1. Стратиграфия и литология

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного возрастов, залегающие с несогласием на эффузивно-осадочных образованиях палеозоя.

ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ЭРА (PZ) представлена, в основном, терригенными породами: органогенными известняками средне-верхнедевонского возраста, которые прорваны конгадиабазами, диабазовыми порфиритами. Известняки серые до темно-серых, тонкозернистые, крепкие, плотные, трещиноватые. Наибольшая вскрытая толщина палеозойских отложений составила 50 м.

МЕЗОЗОЙСКАЯ ЭРА (MZ).

Юрский период (J). Отложения данной системы залегают на размытой поверхности палеозойских образований и представлены континентальными фациями тюменской свиты, прибрежно-морскими отложениями васюганской свиты и морскими отложениями баженовской свит.

Тюменская свита ($J_{1-2} tm$). Представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Отмечаются прослойки углей и черных аргиллитов. Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов, углей. Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, иногда глинистые с намывом слюды и растительного детрита. Алевролиты серые, плотные, крепкие, глинистые. Аргиллиты темно-серые, плотные, участками алевролитистые, часто углистые, хрупкие. Предполагаемая мощность свиты 290 м.

На осадках тюменской свиты залегают отложения васюганской свиты ($J_{3-2} vs$). Свита сложена морскими, прибрежно-морскими и континентальными терригенными отложениями, которые подразделяются на две подсвиты - нижневасюганскую и верхневасюганскую, различающихся литолого-фациональным составом.

Нижневасюганская подсвита сложена преимущественно морскими глинистыми породами - аргиллитами темно-серыми, буровато-серыми, иногда полосчатыми, плотными, с тонкими редкими прослойками светло-серых

алевролитов. Подсвета хорошо выдерживается по простиранию, ее толщина составляет 23-25 м. она является одним из основных реперных горизонтов в разрезе юрских отложений.

Верхневасюганская подсвета преимущественно песчанистая и представляет собой регионально нефтеносный горизонт Ю₁ являющийся основным продуктивным объектом.

Горизонт Ю₁ имеет сложное строение и подразделяется на три толщи - подугольную, межугольную и надугольную. Подугольная и надугольная толщи формировались в периоды соответственно регрессии и трансгрессии морского бассейна, межугольная - в период кратковременного континентального режима осадконакопления.

Подугольная толща горизонта Ю₁ выделяется в разрезах скважин и состоит из сравнительно мощных песчаных пластов Ю₁⁴ и Ю₁³, представляющих собой покровные песчаные образования морского мелководья, а также прибрежно-морской зоны вдольбереговых валов, пляжей, дельтовых комплексов.

Пласт Ю₁⁴ сложен песчаниками серыми, светло-серыми, мелко-среднезернистыми, кварц-полевошпатовыми, от слабосцементированных однородных до крепких глинисто-известковистых, участками с горизонтальной и косой слоистостью за счет намыва темно-серого углисто-глинистого материала, иногда пиритизированными.

Межугольная толща в разрезе выражена нечетко, поскольку угольные пласты, соответствующие этой толще отсутствуют и она определяется по наличию углистых аргиллитов. В целом толща представляет собой пачку углистых аргиллитов и плотных крепких алевролитов общей мощностью до 8м. песчаные пласты в ней отсутствуют.

Надугольная толща представляет собой трансгрессивной песчаный пласт Ю₁¹⁻², залегающий непосредственно под баженовской свитой и имеющий общую толщину 4м, эффективную - 2м. В фациальном отношении это песчаные образования прибрежной зоны моря, сложен песчаниками темно-серыми, мелкозернистыми, среднесцементированными и крепкими, глинистыми,

участками известковистыми, пиритизированными, горизонтальнослоистыми, с редкими отпечатками раковин двустворок.

Мощность васюганской свиты колеблется до 20 м.

Георгиевская свита, развитая не повсеместно и имеющая незначительную мощность, на описываемой территории, в силу палеогеографических условий осадконакопления, отсутствует.

Перекрывается горизонт Ю₁ баженовской свитой (J₃bg) сложенной глубоководными битуминозными аргиллитами буровато-серыми до темно-коричневых, плотными, крепкими, с раковистым изломом, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными. Толщина отложений баженовской свиты - 8- 10 м.

Меловой период (К). В составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. В пределах месторождения ее мощность составляет 1900 м и более. Система представлена всеми отделами и ярусами.

Нижнемеловые отложения К₁ представлены морскими образованиями куломзинской и тарской свит, а также континентальными породами киялинской свиты.

Отложения *куломзинской свиты (K₁klm)* сложены темно-серыми, плотными иногда тонкослоистые, алевритистые, с редкими тонкими прослойками известковистых песчаников и алевролитов. Толщина куломзинской свиты - 220 м.

Тарская свита (K₁tr) толщиной 80 м представлена преимущественно песчаниками серыми, светло-серыми, средне-мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слабо- и среднесцементированные, иногда известковистые, крепкие. Участками отмечаются косослоистые подчиненные прослои темно-серых плотных аргиллитов и алевролитов.

Киялинская свита (K₁kls), общей толщиной до 520 м, представлена неравномерным переслаиванием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, коричневые, пятнистые, комковатые, часто алевритистые. Песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые, иногда

глинистые и известковистые, крепкие, косослоистые. Алевролиты серые, плотные, глинистые.

Нижне-верхнемеловые отложения K_{1-2} . Нижне-верхнемеловые отложения в объеме апт-альб-сеномана объединены в покурскую свиту ($K_{1-2}pk$). Это наиболее мощная свита сложена континентальными отложениями, представленными переслаивающимися сероцветными песками, алевролитами и глинами.

К *верхнемеловым отложениям* (K_2) относятся вышеописанная верхняя часть покурской свиты и морские образования кузнецовской, ипатовской, славгородской и ганькинской свит.

Кузнецовская свита ($K_2 kz$), толщиной до 20 м, представлена в основном серыми, темно-серыми глинами тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковистые.

Ипатовская свита ($K_2 ip$) представлена преимущественно переслаиванием глин серых, темно-серых и зеленовато-серых алевритистых, иногда опоковидных с песчаниками, алевритами серыми, разнозернистыми. Толщина свиты до 100 м.

Славгородская свита ($K_2 sl$) сложена серыми, зеленовато-серыми глинами, комковатыми участками опоковидные, с редкими прослойками песчаников и алевролитов.. Толщина свиты 60 м.

Ганькинская свита ($K_2 gn$) сложена серыми, зеленовато-серыми, известковистыми глинами с прослоями мергелей, алевролитов и песчаников. В верхней части мергели серые, зеленовато-серые. Общая толщина 90-100 м.

КАЙНОЗОЙСКАЯ ЭРА (KZ)

Палеогеновый период (P). Среди отложений этой системы выделяются морские осадки талицкой, люлинворской, чеганской свит и континентальные осадки некрасовской свиты.

Талицкая свита (P_{1tl}) представленные в основном глинами темно-серыми до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с отдельными прослоями алевролитов и песчаников мелкозернистых. Толщина отложений составляет 60 м.

Люлинворская свита (P_{2II}) сложена глинами зеленовато-серыми, желто-зелеными, жирными на ощупь. В нижней части свиты опоквидные, с прослоями серых слюдистых алевролитов, песков и слабых песчаников. Толщина отложений составляет до 230 м.

Чеганская свита (P_{2-3cg}) представлены глинами голубовато-зелеными с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и алевролитов. Толщина отложений составляет 110 м.

Некрасовская свита (P_{3nk}) представлены переслаиванием песков серых и желтовато-серых, мелкозернистых с глинами серыми, песчано-алевролитистыми прослоями и алевролитов. Толщина отложений составляет 120 м.

Неогеновые и четвертичные отложения (Q) представлены буровато-серыми, серыми суглинками и песками разнозернистыми и грубозернистыми, с прослоями глин и лигнита, общей толщиной до 30 м.

1.3.2. Тектоника

Согласно "Тектонической карте юрского структурного яруса осадочного чехла" Северо-Ключевское поднятие расположено в западной части Среднеvasюганского мегавала - одной из региональных положительных структур Западно-Сибирской плиты (рисунок 2). Среднеvasюганский мегавал, как и большинство структур Западно-Сибирской плиты, является структурой унаследованного развития, он развивался на положительных формах доюрского (палеозойского) фундамента. В региональном структурно- тектоническом плане по фундаменту плиты. Среднеvasюганский мегавал расположен в южной части Центральной Западно-Сибирской складчатой системы, которая имеет позднегерцинский возраст консолидации и состоит из ряда крупных антиклинорных и синклинорных зон, осложненных грабен-рифами (В.С. Сурков, О.Г.Жеро, 1981г.) Эти складчатые зоны имеют, как правило, север-северо-западное простирание и отделены друг от друга межструктурно-формационными разломами, заложившимися в начале геосинклинального этапа развития и унаследовано развивавшимися все последующее время, включая

стадию молодых платформ. Одной из таких положительных складчатых зон в системе поздних герцинид является Васюган-Пудинский антиклинорий (рисунок 2), в северной части которого в последующую платформенную стадию развивался Средневасюганский мегавал.

Средневасюганский мегавал имеет субмеридиальное простирание, размеры его составляют 140х 75 км, амплитуда его по основному отражающему горизонту Па достигает 350м. с запада и юга мегавал ограничен Колтогорским мегапрогибом и Нюрольской впадиной, с востока – Усть-Тымской впадиной, на севере через небольшую седловину он сочленяется с Александровским мегавалом. Средневасюганский мегавал осложнен положительными структурами второго порядка, локальными поднятиями и разделяющими их прогибами, небольшими впадинами, седловинами, врезами и т.п. К структурам второго порядка относятся: в северной части мегавал – Северо-Васюганское куполовидное поднятие (кп), в центральной части – Новотевризское кп, в юго-восточной части – Мыльджинский вал. Северо-Ключевское локальное поднятие расположено на западном склоне мегавала в непосредственной близости к Нюрольской впадине.

По отражающему горизонту меловых Па Северо-Ключевское поднятие представляет собой асимметричную куполовидную складку Северо-западного простирания, оконтуренную изогипсой – 2520 м, в пределах которой размеры ее составляют 7,5 х 3 км, амплитуда 85 м, площадь 22 км². Северо-Западное и Северо-восточное крылья структуры более крутые, Северо-западный склон осложнен непротяженным дизъюнктивным нарушением. Сводовая часть поднятия тяготеет к его Северо-западной части, в юго-восточной части отмечается осложнение в виде небольшого структурного мыса.

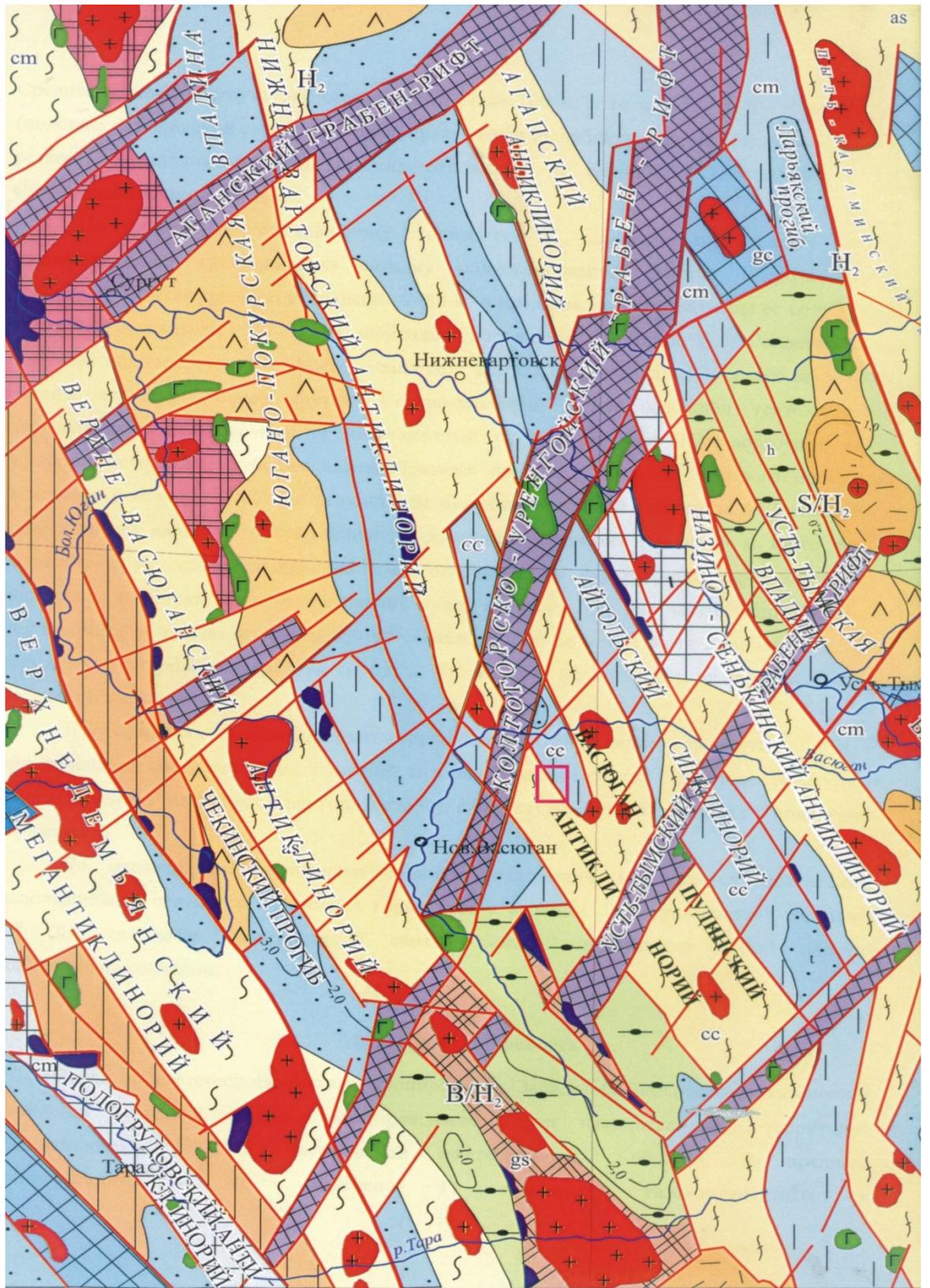


Рисунок 2. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты. (фрагмент). Редактор Сурков В.С., 1981 год.

ТЕКТОНИЧЕСКАЯ КАРТА ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ (ФРАГМЕНТ)

Редактор В.С.Сурков

Составили: О.Г.Жеро, В.А.Кондрашов, А.Э.Конторович, В.Н.Крамник, И.И.Нестеров,
Ф.К.Салманов, Л.В.Смирнов, В.С.Сурков, А.А.Трофимук, Ю.Г.Эрвье

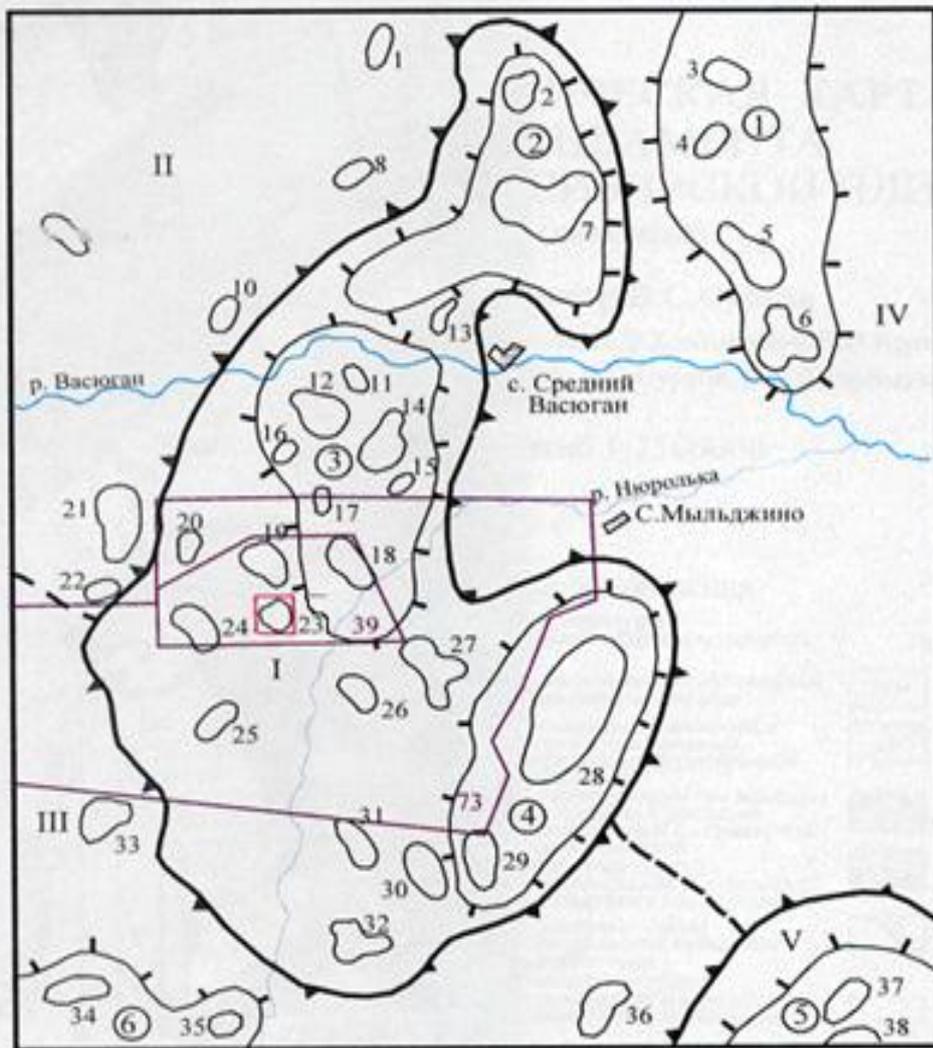
Масштаб 1:2500000

1981 г.



Рисунок 2.1. Условные обозначения к карте фундамента Западно-Сибирской плиты (фрагмент). Редактор Сурков В.С., 1981 год.

Северо-Ключевское поднятие, помимо основных (опорных) отражающих горизонтов Па и Ф₂, охарактеризовано также и по другим отражающим границам. (рисунок 3) В отложениях тюменской свиты прослежены отражающие горизонты Ia и Ib, приуроченные, соответственно, к нижней и верхней частям свиты, при этом структурный план горизонта Ia аналогичен плану отражающего горизонта Ф₂, а структурный план горизонта Ib – горизонту Па. По вышележащим отражающим границам меловых отложений (III и IVв) отмечается выполаживание структурных планов от нижних горизонтов к верхним. По отражающему горизонту IVв рельеф представляет собой пологий моноклиальный склон.



Условные обозначения:

- | | |
|-------------------------------------|--|
| — Контуры структур | 73 граница и номер лицензионного участка |
| — I-го порядка | □ район проектируемых работ |
| — II-го порядка | |
| ○ локальные поднятия III-го порядка | |

Локальные поднятия

- | | | |
|-------------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Структуры I-го порядка | 1. Сутигинское | 20. Глухаринское |
| I - Средневасюганский мегавал | 2. Айгольское | 21. Пионерское |
| II - Колтогорский мегапрогиб | 3. Южно-Чкаловское | 22. Южно-Пионерское |
| III - Нюрольская впадина | 4. Передовое | 23. Северо-Ключевское |
| IV - Усть-Тымская впадина | 5. Межозёрное | 24. Ключевское |
| V - Пудинский мегавал | 6. Головное | 25. Колотушное |
| Структуры II-го порядка | 7. Северо-Васюганское | 26. Гужихинское |
| 1 - Межозёрный вал | 8. Варенъеганское | 27. Коленсальское |
| 2 - Северо-Васюганское к.п. | 9. Болотнинское | 28. Мыльджинское |
| 3 - Новотевризское к.п. | 10. Ботальное | 29. Южно-Мыльджинское |
| 4 - Мыльджинский вал | 11. Провальное | 30. Верхнесалатское |
| 5 - Лугинское к.п. | 12. Красноярское | 31. Чарымовское |
| 6 - Фестивальный вал | 13. Сельское | 32. Речное |
| | 14. Рагозинское | 33. Куланское |
| | 15. Клайское | 34. Угольное |
| | 16. Западно-Красноярское | 35. Северо-Фестивальное |
| | 17. Пологое | 36. Шингинское |
| | 18. Средненюрольское | 37. Северо-Лугинское |
| | 19. Пугалымское | 38. Лугинское |

Масштаб 1:1000000

Рисунок 3. Тектоническая карта юго-востока Западно-Сибирской плиты (фрагмент). Автор Микуленко К.И., 1979 год.

1.3.3. Нефтегазоносность

Согласно нефтегеологическому районированию Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Северо-Ключевское месторождение нефти находится на территории Среднеvasюганского НГР Васюганской нефтегазоносной области. В пределах Среднеvasюганского НГР выявлено 10 нефтяных, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. На двух площадях получены непромышленные притоки нефти, на пяти - отмечены признаки по керну и при испытании. Нефтегазоносность связана с широким стратиграфическим диапазоном - от верхней части образований палеозойского фундамента (Речное ГК м-е) до нижнего мела (Мыльджинское НГК м-е) включительно. Основным нефтегазоносным горизонтом на месторождениях Среднеvasюганского НГР является горизонт Ю₁ (верхняя юра) васюганской свиты. С ним связано большинство выявленных залежей нефти и газа.

На Северо-Ключевском локальном поднятии впервые нефтегазоносность отложений горизонта Ю₁ была доказана в результате поискового бурения скважин №№1,2 на юго-восточной переклинали структуры. Залежь нефти была выявлена в пласте Ю₁¹. По последним структурным построениям обе скважины, практически, оказались пробуренными в неблагоприятных условиях: скв.1 - оказалась пробуренной на юго-восточной переклинали структуры. Залежь нефти была выявлена в пласте Ю₁¹.

Горизонт Ю₁ вскрыт скважинами на глубинах 2561-2583 м (а.о.-2419,8-2491,1 м). Общая толща его составляет 49-53м. Песчаные пласты Ю₁³ и Ю₁⁴ подугольной толщи, сложенные песчаниками мелкозернистыми, слабо-крепкосцементированными, составляют большую часть разреза горизонта Ю₁. Однако, признаков нефтегазоносности в них по керну, ГИС и в результате опробования не отмечено. При опробовании пласта Ю₁⁴ в скважине 4 получен приток пластовой воды дебитом 48,2 м³/сут на динамическом уровне 802 м.. Минерализация воды 49 г/л. такой, сравнительно высокий дебит воды для юрских отложений свидетельствует о достаточно хороших коллекторских свойствах пласта, что подтверждается лабораторными исследованиями:

открытая пористость песчаников - достигает 17%, проницаемость - до 18-19 мД.

Пласты Ю₁¹ и Ю₁² надугольной толщи горизонта Ю₁ выделяются в обеих скважинах. По разрезу они разделены глинистым прослоем 1,-5,5. пласт Ю₁² в скв.1 по ГИС - не коллектор, в скв.2 имеет незначительную общую толщину -2.6м, эффективную - 1.4м и интерпретируется как водонасыщенный. Пласт Ю₁¹ по керну сложен песчаниками серыми, темно-серыми, мелкозернистыми, средне-крепкоцементированными, с примесью карбонатно-глинистого материала, с обломками раковин морской фауны, с признаками нефтенасыщения. Общая толщина 2,8-5,0 м, эффективная - 2,0-2,2 м. Открытая пористость песчаников - 10,8-18%, проницаемость - 0,3-7,7 мД. Пласт опробован в обеих скважинах. В скв.3 в результате опробования его совместно с отложениями баженовской свиты (интервал 2559-2520 м) в процессе бурения получен разгазированный глинистый раствор с пленкой нефти. В скв.4, вскрывшей пласт гипсометрически ниже на 20 метров при опробовании также получен глинистый раствор с пленкой нефти, а при испытании в колонне пласта в интервале 2582-2587 м (а.о.-2490,1-2495,1 м) на 2.8 мм штуцере получен приток нефти дебитом 2,3 м³/сут с незначительным количеством 0,2 м³/сут пластовой воды минерализацией 36 г/л. по анализам проб нефть высококачественная, легкая, с плотностью 0,8335 г/см³. Содержание парафинов - 3,%, смол селикагелевых - 7.17%, асфальтенов - 0,89%, серы - 0,34%. Открытая залежь нефти в пласте Ю₁¹ из-за недоизученности была признана непромышленной. По результатам детальной корреляции установлено, что залежь в пласте Ю₁¹ структурно-литологического типа. В 2003 году в результате бурения поисковых скважин №№ 15,16 с учетом структурных построений получены новые сведения как о строении так и о нефтегазоносности отложений горизонта Ю₁.

Так, по результатам бурения скв.15 установлено, что пласт Ю₁¹ практически заглинизирован. По заключению ГИС как коллектор интереса не представляет.

Пласт Ю₁² по ГИС продуктивный, был испытан совместно с Ю₁³ в колонне - интервалы 2559,0-2563,0 м (а.о.-2451,8-2455,8) и 2565,0-2573,0 м (а.о.-2457,8-2465,8). В результате исследований на штуцере 8 мм получен приток нефти дебитом 50 м³/сут с газом 2,5 тыс.м³/сут. Таким образом, была открыта промышленная залежь нефти в пластах Ю₁² и Ю₁³. Тип залежи пластово- сводовой. ВНК залежи был принят по подошве зоны с пониженным нефтенасыщением на а.о.-2417 М. Эффективная толщина залежи 12 м (1,4 м - Ю₁² и 10,6 м - Ю₁³), пористость - 11.9 - 18.6 %, проницаемость - 0.76-78.8 мД, коэффициент нефтенасыщения достигает 0,597.

По результатам лабораторных анализов проб нефть высококачественная, легкая, с плотностью 0,821 г/см³ и вязкость 0,75 мПа-с. Содержание парафинов - 3.28 %, смол силикагелевых - 6.85%, асфальтенов - 0,45%, серы - 0,31%.

В 2003 году был произведен оперативный подсчет запасов нефти открытой нефтяной залежи. Запасы составили (балансовые/извлекаемые): категории С₁ - 1826/548 тыс.т и категории С₂ - 4121/1236 тыс.т.

В марте 2004 года закончена бурением поисковая скважина 6 глубиной 2722 м с забоем в отложениях пласта Ю₂ тюменской свиты. По результатам ГИС в разрезе скважины выявляются изменения в строении песчаных пластов горизонта Ю₁: пласты Ю₁¹ и Ю₁² представляют собой единое песчаное тело с нефтенасыщением - 59,1; пласт Ю₁³ имеет по ПС характеристику аналогичную одноименному пласту в скв.5 и в верхней части интерпретируется как нефтенасыщенный с Кн до 63,4. здесь возможно наличие двух залежей нефти: в пласте Ю₁¹⁻² и в пласте Ю₁³.

1.4. Физические свойства горных пород

Основными породами Северо-Ключевского месторождения являются :

Мелкозернистые песчаники	}	Слагают основной продуктивный горизонт Ю1
Алевролиты		
Глины		
Аргиллиты		

Таблица 1

Плотность осадочных пород

породы	пределы значений плотности г/см ³
Глинистые породы глина	1,2-2,4
аргиллит	1,7-2,9
Обломочные породы песчаник	1,3-2
алевролит	1,8-2,8

Таблица 2

Значения коэффициента общей пористости K_p горных пород, K_n нефтенасыщения

горная порода	$K_p\%$	полезное ископаемое	$K_n\%$
песок	4-50	нефть	50-60
алевролит	1-50		
песчаник	0,5-40		
глина	4-75		
аргиллит	1-30		

Таблица 3

Различие магнитной восприимчивости осадочных пород

породы	магнитная восприимчивость 10^{-5} едСИ	
	платформы (чехол)	складчатые(структуры)
глина	0-300	0-3100
аргиллиты	0-190	0-355
песчаник	0-200	0-41000
алевролиты	0-290	0-2500

Таблица 4

Удельное электрическое сопротивление пород

породы	ρ , ом*м
глина	1-50
Песчаник	$10-10^3$
жидкости	
нефть	$10^{12}-10^{14}$
вода	$10-10^3$

Таблица 5

Диэлектрическая проницаемость пород

породы	частота поля ,Гц	S отн
песчаник	10^2-10^7	11-9
глины		20
жидкости		
нефть		2,5
вода		81

Таблица 6

Поляризуемость пород

порода	поляризуемость
пески	0,1-1,6
глины	0,1-1,7
песчаники	0,2-2,1

Таблица 7

Теплофизические свойства горных пород и полезных ископаемых

порода	коэффициент теплопроводимости и Вт/(м*к)	удельная теплоёмкость Дж/(кг*К)	Коэффициент температуропроводимости $10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$
нефть	0,14	2093	0,7-0,9
глина сухая	0,14-0,24		
глина влажная	0,38-3,03	753-3596	0,51-11,56
песок	0,18-4,75		
алевролит	0,41-3,58	322-1466	4,30-16,10
песчаник	0,24-4,41	5,44-1629	2,00-19,72

Таблица 8

Тепловые свойства флюидов, входящих в состав горных пород в различных фазовых состояниях

Тип флюидов	Коэффициент теплопроводимости Вт/(м.к)	Удельная теплоемкость Дж(кг.К)
Вода	0,58	4180
Нефть	0,14	2093
воздух	0,023	1000

Гамма-параметры горных пород

порода	Q г/см ³	m	Z эф	A, CM*-I
песчаник	2,3	1,02	12,39	0,198
глина	2,1	1,00	13,07	0,181

1.5. Анализ результатов ранее проведенных работ

Основным продуктивным горизонтом Северо-Ключевского месторождения является горизонт Ю₁ васюганской свиты.

Горизонт Ю₁ имеет сложное строение и подразделяется на три толщи - подугольную, межугольную и надугольную. Подугольная и надугольная толщи формировались в периоды соответственно регрессии и трансгрессии морского бассейна, межугольная - в период кратковременного континентального режима осадконакопления.

Подугольная толща горизонта Ю₁ выделяется в разрезе скважин и состоит из сравнительно мощных песчаных пластов Ю₁⁴ и Ю₁³, представляющих собой покровные песчаные образования морского мелководья, а также прибрежно-морской зоны вдольбереговых валов, пляжей, дельтовых комплексов.

Разрез скважины №7 был исследован в интервале от 2640,0м. до 2710,0м. Были использованы следующие методы: ПС, НГК, ГК, ИК,

В разрезе скважины присутствуют: глины, алевролиты, аргиллиты баженской свиты, плотные карбонатные породы, песчаники. (рис. 4)

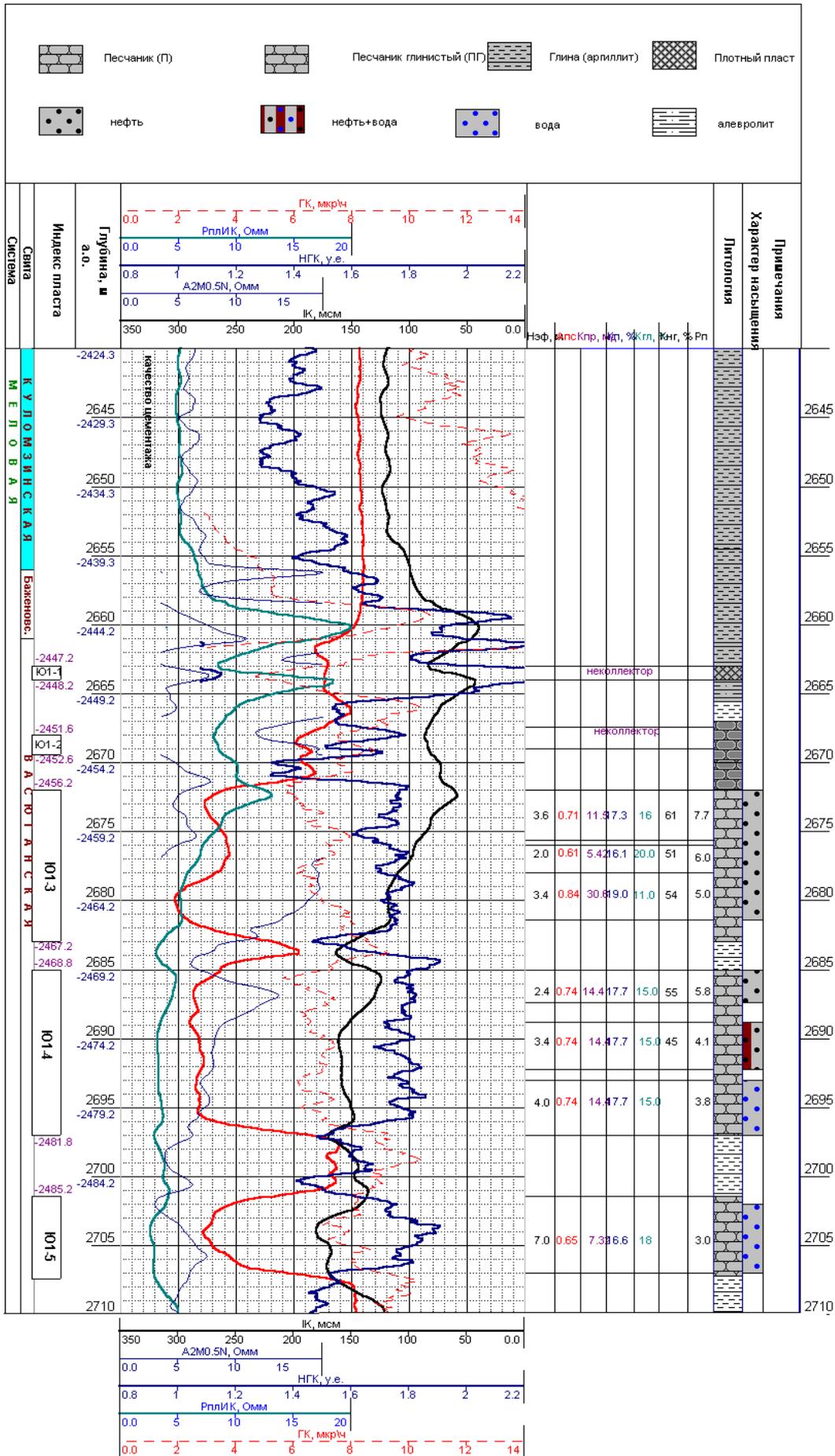


Рис.4. Каротажная диаграмма разреза Северо-Ключевского месторождения скважина №7.

По данному разрезу была построена физико-геологическая модель (рис.5)

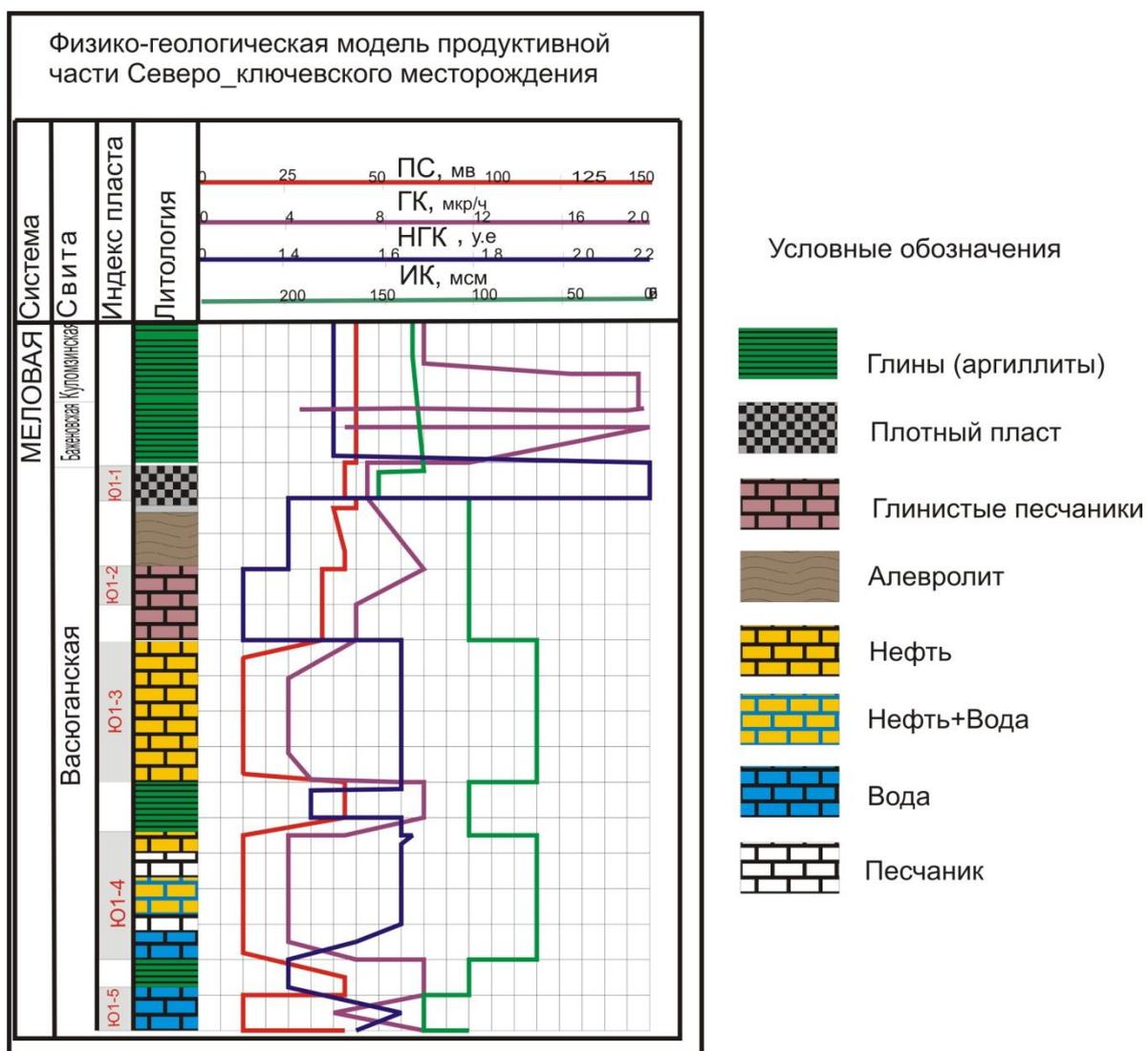


Рис.5. Физико_геологическая модель разреза Северо-Ключевского месторождения.

Таблица 10

Данные о коллекторах

Индекс Пласта	Кровля м	Подошва м	Мощность м	Насыщение
Ю ₁ ³	2672,0	2681,0	9	Нефть
Ю ₁ ⁴	2685,0	2687,4	2,4	Нефть
Ю ₁ ⁴	2688,8	2692,2	3,4	Нефть+Вода
Ю ₁ ⁴	2693,0	2697,0	3,8	Вода
Ю ₁ ⁵	2702,0	2707,0	5	Вода

Для глинистой части разреза кривая ПС ведет себя относительно спокойно, т.е. повышения или понижения относительной амплитуды не наблюдается. На плотных породах заметно увеличение амплитуды ПС до 17мВ.

Максимальное увеличение амплитуды ПС наблюдается в пределах пластов-коллекторов как в нефтеносных так и водоносных (для пласта Ю₁³ амплитуда ПС увеличивается от 65 мВ до от 75 мВ) для пласта Ю₁³ характерно то, что кривая ПС имеет два максимальных значения относительной амплитуды в кровельной и подошвенной части пласта, что говорит о двучленном строении пласта.

Для глинистой части разреза кривая проводимости (ИК) так же, как кривая ПС ведет себя относительно спокойно. На коллекторах нефтяного пласта кривая (ИК) начинает увеличиваться с кровли пласта 60мСм/м и до подошвы, где значения (ИК) составили 125мСм/м, а в коллекторах водоносных пластов идет заметное увеличение кривой (ИК) более 150 мСм/м.

Для глинистой части разреза кривая радиоактивности (ГК) характеризуется максимальными значениями от 8 мкР/час, до 16 мкР/час. Для карбонатных отложений наблюдается понижение радиоактивности (от 10 до 5 мкР/час), в пределах пластов-коллекторов также наблюдается понижение радиоактивности (от 8 до 5). Для пласта Ю₁³ характерно то, что в кровельной части идет уменьшение радиоактивности, затем в середине пласта радиоактивность возрастает, а затем снова падает. Таким образом, поведение кривой ГК подтверждает предположение о двучленном строении пласта Ю₁³.

Для глинистой части разрез кривая НГК, характеризуется разбросанными значениями от 1,7 у.е. до 1,3 у.е. В гинестых песчаниках заметно резкое уменьшение аномалии до 1,3 у.е. В плотных породах кривая НГК отмечается резким увеличением аномалии свыше 2,2 у.е. В коллекторах кривая НГК ведет себя умеренно в пределах 1,7у.е. В пласте Ю₁³ так же отмечается резкое значение аномалии в середине пласта, что подтверждает

предположение о двучленном строении пласта Ю₁³. В водоносных пластах НГК имеет повышенные значения 1,8 1,9 у.е.

Таблица 11

Формулы для расчета коллекторских свойств.

Параметры: Объекты	Ю ₁
Температура пласта, °С	85.0
Минерализация пластовой воды, г/м ³	$C=0.027H_{абс}-23.2$
Сопротивление пластовой воды, Ом·м	0.07
Критерии коллектора: для газа для нефти	$\alpha_{пс} \geq 0.3$ $\alpha_{пс} \geq 0.4$
Критерий получения газа	временные замеры НКТ
Критерий получения чистой нефти	$7.0 < \rho_{п} < 11.0, 3.5 \leq P_{н} < 5.5, K_{н} \geq 0.5\alpha_{пс} + 0.1$
Критерий получения нефти с водой	$4.3 < \rho_{п} < 7.0, 2.75 \leq P_{н} < 3.5, K_{н} = 0.41\alpha_{пс} + 0.09$
Критерии выделения водоносных пластов	$\rho_{п} \leq 4.3, P_{н} < 2.75$
Открытая пористость, доли ед.	$K_{п} = 0.126\alpha_{пс} + 0.084$
Пористость, доли ед.	$K_{п}^{общ} = 0.332/J_{нкт} + 0.08$ $K_{п} = K_{п}^{общ} - K_{гл} \cdot \omega_{св}, \omega_{св} = 0.18$
Относительное сопротивление	$P_{п} = 0.586K_{п}^{-2.016}$
Нефтенасыщенность, доли ед.	$K_{в} = 0.8527P_{п}^{-0.52}$
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	$K_{пр} = 10^{((\alpha_{пс}/0.75)^{2.27})}$
Глинистость, доли ед.	$K_{гл} = 0.4346 - 0.3846\alpha_{пс}$

Проницаемость пласта Ю₁³ изменяется от кровли к подошве, в кровле она составляет 11,5мД, а в подошве она равна 30,6 мД. Коэффициент пористости изменяется от 16,1 до 19%, Коэффициент глинистости в пласте Ю₁³ наименьший в подошве пласта 11,0% . В кровле он составляет 16%, а наиболее высокие значения коэффициента глинистости присутствуют в середине пласта Ю₁³ 20%, что подтверждает о двучленном строении пласта Ю₁³ Коэффициент

нефтенасыщенности в кровельной части пласта Ю₁³ составил 61% в подошвенной части 54%. В средней части пласта Ю₁³ коэффициент нефтенасыщенности равен 51%

Проницаемость нефтеносного пласта Ю₁⁴ равна 14,4 мД, коэффициент пористости 17,7%, коэффициент глинистости 15%, коэффициент нефтенасыщенности 55%

Нефтеводоносный пласт Ю₁⁴ имеет те же значения проницаемости, коэффициент пористости, коэффициент глинистости, что нефтеносный пласт Ю₁⁴ единственное отличие его составляет коэффициент нефтенасыщенности 45%.

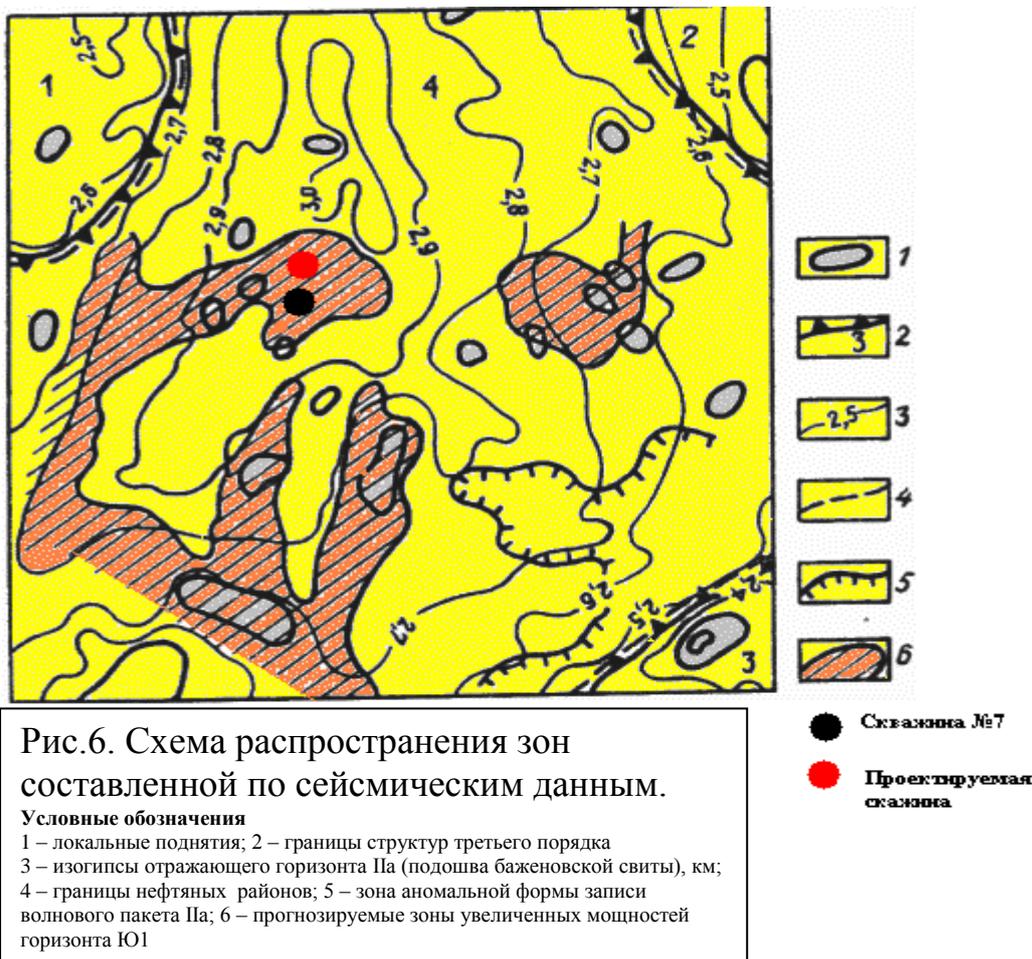
Водоносный пласт Ю₁⁴ проницаемость пласта равна 14,4 мД, коэффициент пористости 17,7%, коэффициент глинистости 15%.

Водоносный пласт Ю₁⁵ проницаемость которого равна 7,32 мД, коэффициент пористости 16,6% , коэффициент глинистости равен 18%.

2. ПРОЕКТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Выбор участка проектных работ

Ранее пробуренная скважина №7 находится в наиболее благоприятных для развития песчаных пластов-коллекторов васюганской свиты на Северо-Ключевском месторождении, исходя из схемы распространения зон составленной по сейсмическим данным. (рис.6)



Участок проектируемых работ, был выбран 25 метрах севернее от ранее пробуренной скважины №7, на основании того, что геологический разрез проектируемой скважины схож с разрезом скважины №7.

Прослеживаются те же продуктивные пласты, по геофизическим данным продуктивным горизонтом является пласт Ю₁³. Из схемы корреляции продуктивных пластов горизонта Ю₁ васюганской свиты видно, что уходя на север в продуктивном пласте Ю₁³ идет резкое уменьшение значений ПС, что говорит нам о хорошем коллекторе (рис.7).

Схема корреляции продуктивных пластов горизонта Ю1 Северо-Ключевского месторождения

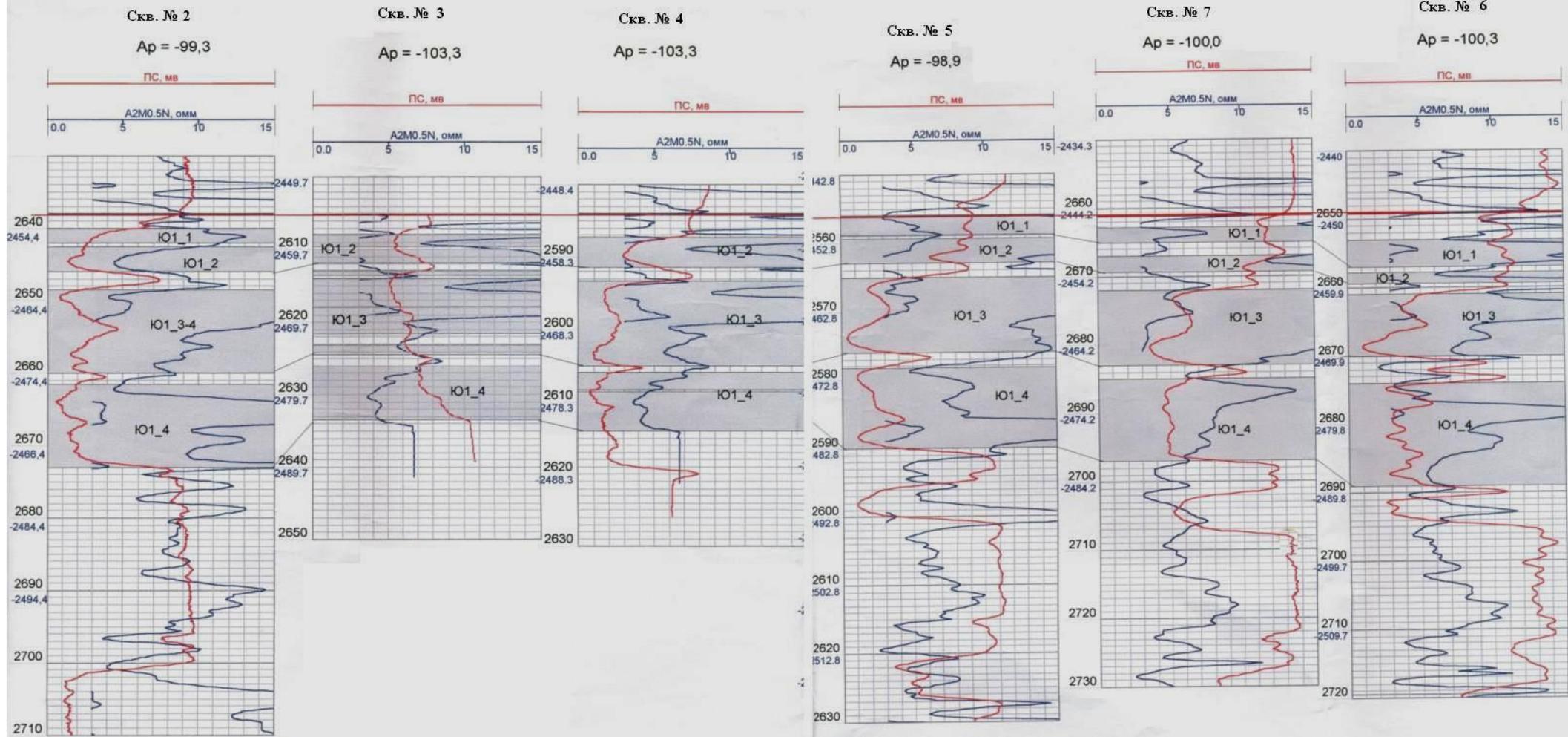


Рис.7. Схема корреляции продуктивных пластов горизонта Ю1 Северо-Ключевского месторождения.

2.2. Геологические задачи и обоснования комплекса

Выбор методов ГИС основывается на поставленных перед исследователями задачами:

- литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией;
- выделение коллекторов;
- оценка характера насыщения коллекторов;
- оценка коллекторских свойств пластов (пористости, глинистости, насыщения, проницаемости);

Задача литологического расчленения решается при условии разных физических свойств пород. Это разное удельной электрическое сопротивление пород, разная радиоактивность пород, различные акустические свойства, и др.

Задачу литологического расчленения на Северо-Ключевском месторождении можно решить методами ГИС такими как: ПС, КС, БК, ИК, d_c , и др.

Основными признаками для литологического расчленения разреза и выделения коллекторов являются: сужение ствола скважины против пласта коллектора вследствие образования глинистой корки, которая фиксируется на кавернограмме.

Таким образом, в зоне продуктивных пластов проектируется комплекс ГИС следующего состава:

- БКЗ +резистивиметрия для изучения радиального градиента вдоль диаметра зоны проникновения;
- БК для изучения зоны проникновения и уточнения границ пластов
- ИК для определения электропроводности пластов;
- кавернометрия для определения кавернозности ствола скважины;

Для решения геологических задач на проектируемом участке Северо-Ключевского месторождения были выбраны следующие методы ГИС: ПС, КС, БК, ИК, d_c , ГК, инклинометрия.

2.3. Методика проведения ГИС

Комплекс промыслово – геофизических работ выполняется в соответствии с утвержденным обязательным комплексом для разведочных скважин в открытом стволе.

Основные типы геофизических исследований на Северо-Ключевском месторождении проводились стандартной геофизической аппаратурой, каротажными станциями АКС/Л-1-72, АКС/Л-7-02, каротажными подъемниками ПКС - 3,5; ПКС – 5; ПКС 5-04.

Обязательный комплекс включает запись следующих геофизических методов:

- метод самопроизвольной поляризации (ПС);
- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- боковой каротаж (БК);
- индукционный каротаж (ИК);
- радиоактивный каротаж (РК);
- инклинометрию.

Метод самопроизвольной поляризации (ПС) проводится с целью литологического расчленения и корреляции разрезов скважин. Исследования проводятся потенциал-зондами: N11.0M0.5A с одновременной записью кривой потенциала самопроизвольной поляризации (ПС). Регистрация диаграмм проводится в масштабе 1:200. Масштаб записи кривой сопротивления (КС) - 2.50мм/см, кривой ПС –12.5мв/см. Скорость регистрации исследуемых параметров 1500–2800м/час. Применялась аппаратура К-3 и Э-41, КП-11э.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводится для выделения пород-коллекторов, определения характера насыщения выделенных коллекторов; определения удельного электрического сопротивления неизменной части пласта (ρ_n) и удельного сопротивления зоны проникновения ($\rho_{зп}$). Исследования проводятся комплексом подошвенных градиент-зондов размерами АО=0.45м, АО=1.05м, АО=2.25м, АО=4.25м, подошвенным зондом

размером $A_0=2.25$ м. Масштаб записи глубин 1:200. Скорость регистрации 1500-3000м/час. При записи применялась аппаратура К-3, Э-41.

Микрозондирование (МКЗ) проводится в разрезе разведочных скважин с целью выделения проницаемых интервалов, уточнения границ пластов, изучения возможности определения удельного сопротивления промытой зоны. В состав МКЗ входили следующие виды зондов: микро-градиент А0.025М0.025N и микро-потенциал зонд А0,05М масштабом глубин 1:200. Скорость регистрации до 1200м/час. Запись МКЗ велась масштабом 2.50мм/см. Регистрация метода проводится приборами Э-2.

Индукционный каротаж (ИК) проводится в интервале БКЗ и являлся основным методом при определении удельного сопротивления горных пород в области низких значений. Кроме этого, метод использовался для определения характера насыщения пластов, положения водонефтяного контакта. Запись кривых проводимости проводится аппаратурой ИККАС, АИК-5 в масштабе записи 2.5мСим/см со скоростью 1200–2200м/час. При масштабе глубин 1:200. Правильность установления масштаба записи и нулевой линии на диаграммах ИК проверяется путем сопоставления значений удельных сопротивлений, определяемых по БКЗ, с данными ИК, при этом показания индукционного каротажа корректируется: по интервалам с известными удельными сопротивлениями уточняется масштаб записи.

Боковой каротаж (БК) проводится в интервалах БКЗ с целью выделения маломощных пластов коллекторов, для уточнения эффективных мощностей, определения удельного сопротивления пласта в комплексе с зондами БКЗ и индукционным каротажем. Масштаб кривой сопротивления 2.50мм/см – при записи в логарифмическом масштабе. Скорость регистрации 2500–3000м/час. При записи используется аппаратура Э-41, К-3. Масштаб глубин 1:200.

Радиоактивный каротаж (РК) проводится методами гамма-каротажа (ГК) и нейтронным-гамма каротажом (НГК) с целью литологического расчленения разреза, выделения в проницаемых интервалах плотных, глинистых и угольных пропластков, не являющихся коллекторами, для определения глинистости,

общей и открытой пористости коллекторов, определения водородосодержания. В качестве индикаторов в канале ГК используются счетчики NaJ 40×80, масштаб записи кривой 0.5-1.0мкР/час на 1см, постоянная времени интересующей ячейки (τ) – 3сек, скорость регистрации 300м/час в масштаб глубины 1:200 и 800м/час в масштабе 1:500. В канале НГК использовались счетчики СНМ-18, масштаб записи кривой 0.075-0.2усл.ед/см. В качестве источников нейтронов используются полониево-бериллиевые и плутониево-бериллиевые источники, мощность которых составляет 3.57–10.510⁶н/с. Постоянная времени интегрирующей ячейки (τ) – 3сек, скорость записи аналогична скорости регистрации кривой ГК. Запись проводится аппаратурой РКС 3м, РК - 73.

Инклинометрия проведется во всех скважинах с целью определения угла наклона скважины и определения нахождения скважины в пространстве. Эти данные использовались для подсчета абсолютных отметок пластов и эффективных мощностей. Измерения проводились аппаратурой КИТ, ИМММ – 73, ИОН с шагом измерений 20м.

Этот комплекс методов позволит решить следующие основные геологические задачи:

- литологическое расчленение разреза, с последующей его корреляцией;
- выделение коллекторов;
- оценка характера насыщения коллекторов;
- оценка коллекторских свойств пластов (пористости, глинистости, насыщения, проницаемости);

2.4. Метрологическое обеспечение работ

Повышение качества геофизических исследований невозможно без широкого применения метрологического обеспечения и стандартизации геофизической аппаратуры и оборудования.

Актуальная задача специалистов аппаратного участка и метрологической службы состоит в полном охвате всех используемых для записи геофизических параметров приборов, оборудования, аппаратуры, периодическими поверками и калибровками с целью приведения их технических характеристик в соответствии с их паспортными и эталонными значениями. Персонал метрологического участка прошел специальные курсы обучения с присвоением квалификации метролога геофизической аппаратуры и оборудования. В качестве рабочего инструмента используется программное обеспечение компьютеризованного рабочего места “АРМ-метролога”.

Основополагающим нормативным документом является схема обязательного метрологического контроля геофизической аппаратуры, где расписаны типы геофизической аппаратуры, средства калибровки, периодичность и виды контроля (периодичность в основном ежеквартальная, виды контроля – калибровка, градуировка испытание.) Периодической поверке подвергаются все комплексы аппаратуры находящейся в эксплуатации в составе скважинного прибора совместно с наземными средствами регистрации и каротажным кабелем.

Рабочее место метролога включает набор базовых поверочных устройств и систем, оборудование размещено в специально приспособленном здании.

Метрологическое обеспечение аппаратуры электрических методов

Метрологическая поверка аппаратуры электрического каротажа КЗ-741, К1А-723М, Э-1, проводится согласно инструкциям по калибровке данных приборов с применением магазинов эквивалентных сопротивлений имитирующих сопротивление горных пород в измерительном диапазоне скважинных приборов.

Аппаратура микрометодов поверяется в емкости большого диаметра, для исключения влияния окружающих пород с применением растворов с разным удельным сопротивлением, в свою очередь контр-лируемым с помощью лабораторного резистивиметра.

Метрологическое обеспечение аппаратуры индукционного и высокочастотного электромагнитного каротажа

Метрологическое обеспечение аппаратуры индукционного каротажа АИК-5М, К1А-723М (индукционный зонд), производится с применением специальных эталонировочных тестов – колец, обеспечивающих несколько фиксированных значения проводимости окружающей среды, имитирующих проводимость горных пород.

Метрологическое обеспечение аппаратуры высокочастотного изопараметрического индукционного каротажного зондирования ВИКИЗ осуществляется с применением специального набора тестирующих колец, по методике разработанной фирмой-изготовителем скважинной аппаратуры.

Метрологическое обеспечение аппаратуры радиоактивного каротажа

- Базовая поверочная установка УПГК-1 предназначена для поверки и калибровки измерительных каналов аппаратуры естественного гамма-каротажа – каналы ГК скважинных приборов радиоактивного каротажа - РКС-3М, РК5-76, РК-6, СРК-42М с помощью эталонного источника гамма-излучения.

- Поверочная установка ИПП-1, 2, 3, предназначена для поверки и калибровки измерительных каналов аппаратуры нейтронного каротажа в единицах эквивалентной пористости горных пород.

- Набор моделей объемной плотности с аттестованными значениями для аппаратуры гама-гамма плотностного каротажа предназначен для поверки и калибровки скважинной аппаратуры СГП-2АГАТ в единицах объемной плотности горных пород.

- УПТП - установка для калибровки плотностного гамма-гамма каротажа каналов СГДТ-НВ по значениям плотности цементного камня в

зацементированном и свободном участках колонны с различной толщиной стенок обсадной колонны.

- УПЦМ - установка для калибровки скважинных цементомеров обсадных колонн большого диаметра ЦМ 8-12, предназначена для проверки и калибровки

измерительных каналов в зацементированном и свободном участке колонны диаметром 8,10,12 дюймов.

Метрологическое обеспечение аппаратуры акустического каротажа

Метрологическое обеспечение аппаратуры акустического каротажа АКВ-1, АКШ-42, МАК-2, МАК-3, СПАК-6 производится с применением специально изготовленных емкостей имитирующих стальную и асбоцементную колонну, с фиксированным временем пробега ультразвуковых волн и затуханием акустического сигнала.

Для СПАК-6 используется имитирующее устройство “ПАУК”, с рядом фиксированных значений времени пробега ультразвука на известной базовой длине по стальной ленте.

Метрологическое обеспечение разметки геофизического кабеля

Осуществляется с помощью метрологической установки разметки кабеля УРС-10-10, позволяющей наносить магнитные метки глубины на броню геофизического кабеля на строго определенной мерной базе, с регулируемой величиной натяжения кабеля в процессе его промера. Установка автоматизирована и позволяет оперативно промерить геофизический кабель. Промер кабеля проводится с заданной периодичностью, исключая ошибки в глубине связанные с вытяжкой кабеля.

При проведении ГИС на “обособленных” разведочных скважинах для разметки кабеля применяются мобильные установки ЛОТ-7М производства ЗАО “ГК Дельта-ЛОТ”.

Метрологическое обеспечение инклинометрии

Установка поверочная УПИ-1 предназначена для поверки и градуировки инклинометров ИМММ-73, ИОН-1, КИТ, ИГН-73.

Установка позволяет воспроизводить пространственное положение скважинных приборов по зенитному углу, азимуту и углу положения корпуса прибора относительно апсидальной плоскости. Основными достоинствами установки являются пониженные требования к однородности магнитного поля Земли в месте ее расположения. Это достигается за счет конструктивных особенностей установки, обеспечивающих расположение датчика азимута инклинометра в одном месте при любых положениях скважинного прибора.

Установка обеспечивает:

- воспроизведение зенитных углов в диапазоне от 0° до 120° , с основной погрешностью 8 мин.
- воспроизведение азимута в диапазоне от 0° до 360° , с основной погрешностью 25 мин.
- воспроизведение угла ориентации корпуса скважинного прибора в диапазоне от 0° до 360° с основной погрешностью 30 мин.

При снятии метрологических характеристик датчиков ЗТС, используется инклинометрический стол УСИ-2.

Для размещения поверочных установок построено специальное здание из дерева на немагнитном фундаменте, все системы жизнеобеспечения также изготовлены из немагнитных материалов, все это обеспечивает высокую точность проведения поверки по магнитному полю Земли.

2.5. 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.

Выделение коллекторов

Основной предпосылкой для выделения коллекторов по геофизическим данным является их отличие от вмещающих пород - неколлекторов по физическим свойствам (пористости, глинистости, проницаемости).

Признаки коллектора делятся на прямые (качественные) и косвенные (количественные). Качественные признаки, используемые для выделения коллекторов, основаны на более высокой проницаемости коллектора по сравнению с вмещающими породами и на проникновении в коллектор фильтра бурового раствора.

Выделение пород-коллекторов производилось по комплексу качественных признаков диаграмм промыслово-геофизических исследований:

- отрицательная аномалия кривой ПС;
- сужение диаметра скважины по сравнению с номинальным, фиксируемое на кавернограммах (наличие глинистой корки);
- наличие положительных приращений на диаграммах микрозондов;
- наличие проникновения промывочной жидкости в пласт по данным БКЗ;
- низкая естественная радиоактивность на ГК.

При выделении эффективных мощностей исключались все прослои, которые охарактеризованы как уплотненные или глинистые, по одному из геофизических методов.

При выделении коллекторов по количественным признакам используются количественные критерии различных параметров, соответствующих границе коллектор-неколлектор. Обычно используют следующие геофизические параметры:

1. коэффициент проницаемости и соответствующие ему для данного типа коллектора коэффициент пористости, глинистости, карбонатности;
2. коэффициенты фазовой проницаемости по нефти, газу и воде;

3. геофизические параметры: относительная амплитуда ПС, удельное электрическое сопротивление, двойной разностный параметр ГК, параметр насыщения работающих и неработающих толщин

Выделение в разрезе коллекторов и оценка характера их насыщения нефтью, газом или водой являются одной из важнейших задач каротажа нефтяных и газовых скважин. К числу коллекторов относится любая пористая, трещиноватая и проницаемая порода, обладающая способностью вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке.

Достоверность выделения коллекторов зависит от степени изученности геологического разреза, уровня теоретической разработки метода и геолого-геофизических условий района.

Выделение коллекторов по кривой самопроизвольной поляризации(ПС)

Электродвижущая сила ПС в скважинах пробуренных на нефть и газ, обусловлена главным образом явлениями диффузии (диффузионно-адсорбционные потенциалы) и частично явлениями фильтрации (фильтрационные потенциалы).

Если два раствора различной концентрации разделить тонкопористой перегородкой - мембраной, то через нее будет происходить диффузия солей и возникнет мембранная, или диффузионно-асорбционная, э.д.с. $E_{да}$. В качестве параметра, характеризующего количественно диффузионно-адсорбционную активность породы, применяют коэффициент диффузионно-адсорбционной активности $A_{да}$.

$$A_{да}=(E_{да}-E_{д})/1_g (C1/C2)$$

Где $E_{да}$ и $E_{д}$ - значения э.д.с, измеряемые одной и той же парой растворов, имеющих концентрации $C1$ и $C2$.

Вскрываемые в процессе бурения пласты соприкасаются с глинистым раствором.

Пластовые воды и глинистый раствор, содержащие в основном соли хлористого натрия, имеют обычно разную минерализацию. Вследствие явлений диффузии на границах скважины с породами и между породами с различной

литологией образуются двойные электрические слои, вызывающие возникновение естественного электрического поля. Двойные электрические слои могут образовываться в результате диффузии, фильтрации и окислительно-восстановительных процессов. Но главная роль принадлежит процессам диффузии.

При распределении двойных слоев согласно схеме, имеется в виду, что песчаный пласт, так же как частицы глины в глинистом растворе и образовавшаяся в процессе бурения глинистая корочка, не оказывает влияния на процесс диффузии и на движение ионов. Поэтому диффузия ионов на контакте песчаный пласт - глинистый раствор происходит так же, как и при непосредственном контакте двух растворов хлористого натрия различной концентрации, т.е. раствор с пониженной концентрацией заряжается отрицательно.

Против пластов коллекторов на кривой ПС мы можем наблюдать минимум, а в песках она будет отрицательной.

Амплитуда отклонения кривой ПС в чистых песчаных глинистых коллекторах значительно меньше, чем против глинистых коллекторов. При выделении коллекторов целесообразно вместо амплитуды отклонения кривой ПС A_{nc} использовать относительное отклонение ПС A_{pc} . в качестве относительной величины A_{pc} принимается отношение амплитуд отклонений кривой ПС

$$A_{nc} = \Delta U'_{nc} / \Delta U_{nc, \max},$$

Где $\Delta U_{nc, \max}$ – максимальная амплитуда отклонения кривой ПС опорного пласта; $\Delta U'_{nc}$ - амплитуда отклонения кривой ПС против изучаемого пласта, приведенная к пласту большой мощности: $\Delta U'_{nc} = \Delta U_{nc} / \beta$

Здесь ΔU_{nc} - амплитуда отклонений ПС, отсчитанная по кривой ПС;

β - поправочный коэффициент за мощность.

Опорный пласт, служащий для определения относительной амплитуды отклонения ПС A_{pc} , должен отвечать следующим требованиям:

1. обладать достаточной мощностью и сопротивлением, мало отличающимся от сопротивления изучаемых пластов, чтобы можно было исключить введение поправок за мощность и сопротивление в величину ΔU_{nc} ,

2. сохранять на значительном протяжении по площади постоянство литолого-петрофизических свойств и минерализацию пластовой воды. Минерализация пластовых вод в опорном и изучаемом пластах не должна сильно различаться.

Наилучшим опорным пластом следует считать хорошо проницаемые неглинистые песчаники или известняки. При выделении эффективных нефтенасыщенных коллекторов важно определить нижний предел нефтенасыщенного коллектора, при котором данный коллектор может отдавать нефть. Для этих целей в условиях Западной Сибири используются корреляционная зависимость между относительной амплитудой апс и данными гидродинамических исследований.

Выделение коллекторов по гамма каротажу

Гамма-каротаж заключается в измерении интенсивности естественного гамма-излучения пород вдоль ствола скважины. Радиоактивность пород связана с присутствием в них элементов ряда тория, урана, актиноурана и их продуктов распада. Наибольшей радиоактивностью обладают глинистые осадки и глины, малую радиоактивность имеют песчаники, известняки и доломиты и т.д. Повышение радиоактивности глинистых пород объясняется их высокой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов и др., поэтому на кривой гамма-каротажа против глин и битуминозных сланцев мы можем наблюдать максимальные значения. И чем чище песчаные пласты, т.е. чем меньше их глинистость, тем глубже минимум на кривой ГК. Исходя из этого, по кривым ПС и ГК мы можем визуальным образом выделять пласты коллекторов и неколлекторов (глин).

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 $\pm 10\%$ для всех опорных пластов;

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

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

г) учёт влияния скин-эффекта. Позволяет перейти от снятого с диаграммы значения σ_K к значению ρ_K 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 ρ_K от ρ_p или σ_K от σ_p .

Определения коэффициента пористости (K_p) методом самопроизвольной поляризации (ПС)

Одним из основных методов определения коэффициента пористости (K_p) является метод самопроизвольной поляризации (ПС). Его использование при оценке подсчетного параметра основана на тесной, близкой к прямолинейной зависимости диффузионно-адсорбционной активности пород и их относительной глинистости

$$\eta_{гг} = K_{гг} / (K_{гг} + K_p).$$

Расчетное уравнение имеет вид:

$$K_p = a * A_{пс} + b,$$

Где $A_{пс}$ - относительная амплитуда ПС, отсчитываемая от линии глин. Значение коэффициентов a и b изменяются от разреза к разрезу и в данном случае, равны $a=0,126$ и $b=0,084$ соответственно. В случае малоглинистых коллекторов ($A_{пс} > 1$) его пористость будет определяться не глинистостью, а степенью окатанности и отсортированности зерен псаммитового компонента, и уравнение (1) не правомочно. Его использование приведет к искусственному снижению пористости коллектора. В этом случае необходимо определять этот параметр по одному из методов пористости, на Северо-Ключевском месторождении таким методом является нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТ), проведенный на большем количестве скважин.

Пористость определяется с помощью двойного разностного параметра НКТ, при расчете которого используются опорные пласты с предельно низким и высоким водородосодержанием. За таковые берутся крепкоцементированные прослои песчаников с коэффициентом пористости

порядка 0,03 и пласты глин с водородосодержанием 0,4. Определенная таким образом пористость называется нейтронной ($K_{пн}$) и отличается от общей пористости из-за наличия в глинах гигроскопической и кристаллизационной воды. Для коллекторов горизонта Ю1³⁻⁴ справедливо уравнение:

$$K_{п}^{общ} = a/J_{нкг} + b$$

$$K_{п} = K_{п}^{общ} - K_{гл} \cdot \omega_{св}, \quad \omega_{св} = 0.18$$

Где коэффициенты « $a=0.332$ » и « $b=0.08$ ». Таким образом, для оценки коэффициента общей пористости по НКГ необходимо знание глинистости коллектора.

Особенности физических свойств пластичной (глинистой) составляющей твердой фазы позволяют в большинстве случаев установить объемное содержание глинистых частиц в коллекторе по геофизическим данным. Из геофизических методов определения глинистости наиболее широко распространены методы потенциалов собственной поляризации и естественного гамма-излучения.

Коэффициент глинистости для данного месторождения равен:

$$K_{гл} = a - b \cdot \alpha_{пс}$$

Где коэффициенты « $a=0.4346$ » и « $b=0.3846$ »

Возможность определения коэффициента проницаемости коллекторов по данным потенциала собственной поляризации физически обоснована наличием следующих связей:

1. обратно пропорциональной (квадратичной) зависимости между коэффициентом проницаемости ($K_{пр}$) и удельной поверхностью ($S_{ф}$) каналов фильтрации;
2. зависимости между $S_{ф}$ и адсорбционной удельной поверхностью ($S_{а}$) коллектора;
3. прямой зависимости между $S_{а}$ и диффузионно-адсорбционной активностью ($A_{да}$).

Вследствие перечисленных связей между $K_{пр}$ и $A_{да}$ наблюдается наиболее тесная обратная зависимость. Ее характерная особенность, в большинстве случаев - резкое снижение интенсивности связи в области проницаемости более 200 мД. Это затухание объясняется тем, что в области высоких значений коэффициента проницаемости основным фактором, определяющим его величину, является не глинистость коллектора, от которой зависит значение $A_{да}$, а размеры сечений макрокапилляров, мало влияющие на параметр $A_{да}$, и структура порового пространства.

Определение коэффициента проницаемости методом потенциала собственной поляризации практически осуществляется по зависимостям

$A_{да}=f(K_{пр})$ и $A_{пс}=f(K_{пр})$ построенным по данным сопоставления измерений $U_{пс}$ в скважинах с величинами $K_{пр}$.

Наблюдаемая во многих случаях незначительная дифференциация кривых $A_{да}$ и $A_{пс}$ в области высоких проницаемостей является основным недостатком способа определения коэффициента проницаемости пород по $A_{пс}$. В коллекторах низкой проницаемости, наоборот, даже значительные погрешности в определении коэффициента проницаемости опорного пласта мало сказываются на величине $A_{пс}$ и не вносят больших ошибок в $K_{пр}$. Следовательно способ потенциалов собственной поляризации целесообразно применять преимущественно для определения коэффициентов проницаемости глинистых коллекторов выдержанного минерального состава с низкой проницаемостью.

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Определение качества цементирования обсадных колонн

3.1.1 Основные факторы, определяющие качество цементирования обсадных колонн

Цементирование обсадных колонн является основной и наиболее ответственной операцией при заканчивании скважин. От правильности ее выполнения и соблюдения всех необходимых технологических приемов зависит качество цементирования заколонного пространства, основными показателями которого являются: надежное разобщение вскрытых скважиной пород и обеспечение коррозионной и механической стойкости обсадной колонны. Контроль качества цементирования имеет своей задачей выделение различных дефектов цементного кольца, определение их величины и типа, а также оценку возможности нарушения изоляции заколонного пространства. Основные факторы, определяющие качество цементирования обсадных колонн – это фактическая высота подъема цемента в затрубном пространстве и ее соответствие проектной высоте; равномерность распределения цемента в затрубном пространстве и отсутствие в нем трещин, пустот и других дефектов; схватывание цементного камня с обсадной колонной и горной породой. Все эти факторы определяются технологией бурения и обсадки скважин, последовательностью залегания, физическими свойствами горных пород, обусловленные их составом и строением. Знание физических и литолого-фациальных свойств пород, контроль за процессом цементирования позволяет избежать осложнений при бурении и обсадке скважин, провести комплекс исследований по определению качества цементирования, а также следить за техническим состоянием обсадных колонн.

Некачественная изоляция заколонного пространства связана с наличием в цементном кольце участков малопрочного цементного камня с повышенной водопроницаемостью и различных структурных дефектов, нарушающих его

сплошность: пустот, вертикальных каналов, трещин и микрозазоров на границе цементного кольца с колонной и породой.

По своему происхождению дефекты цементного кольца можно разделить на первичные, т.е. образующиеся до начала эксплуатации продуктивных интервалов и вторичные, которые возникают в процессе длительной эксплуатации скважины.

Образование дефектов первичного типа обусловлено влиянием технологии буровых и тампонажных работ, выбранным режимом ОЦЗ, опрессовкой и перфорацией обсадной колонны. Образование дефектов вторичного типа обусловлено, в основном, режимом эксплуатации продуктивных интервалов, агрессивностью изолированных пластовых вод и добываемого продукта, коррозионной стойкостью цементного камня и обсадной колонны.

Причиной образования первичных дефектов является, как правило, несовершенство некоторых технологических операций проведения буровых и тампонажных работ, при которых не учитываются геологические и гидрогеологические особенности конкретного района. Контактные дефекты на границах цементного кольца с колонной и породой возникают в основном за счет усадочных деформаций последнего, причем преобладающее влияние на знак объемной деформации цементного кольца (расширение или усадка) оказывает влагосодержание окружающей среды. При дефиците влаги, который проявляется в основном в интервалах малопроницаемых, плотных пород или межколонных промежутков, формирование цементного камня происходит в основном с усадочными деформациями по наружной (с породой) контактной границе, что существенно снижает плотность этого контакта. При избытке влаги (против проницаемых водоносных пластов) цементный камень формируется в более благоприятных условиях, которые способствуют проявлению деформаций расширения, которые предотвращают появление контактных дефектов.

Под действием операций опрессовки и перфорации обсадная колонна расширяется и передает растягивающую деформацию на цементное кольцо, имеющее с ним плотный контакт по внутренней поверхности, которое также увеличивает свой диаметр. После прекращения действия расширяющей деформации колонна под влиянием упругих сил восстанавливает свой диаметр, а цементное кольцо в интервалах с неплотной внешней опорой на стенку скважины, образовавшейся за счет усадочной деформации по наружной поверхности, в исходное положение уже не возвращается, что приводит к образованию ослабленного контакта цементного кольца непосредственно с самой колонной.

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

Дефекты цементирования независимо от времени их образования (первичные или вторичные) в каждый конкретный момент по степени их влияния на фактическую изоляцию заколонного пространства могут быть подразделены на дефекты активного и пассивного типов.

Активными являются дефекты, по которым в данный момент происходит движение жидкости между водопроявляющим пластом и соседними горизонтами, либо непосредственно на дневную поверхность.

Пассивными являются дефекты, по которым движения жидкости не происходит.

Основной задачей контроля технического состояния обсаженных скважин является выделение дефектов герметичности колонны и определение их характера и местоположения.

Дефекты герметичности колонны, в качестве которых могут выступать муфтовые соединения, трещины, отверстия и т.п., также оказывают существенное влияние на качество изоляции заколонного пространства и их можно подразделить на дефекты активного типа (принимающие или отдающие пластовый флюид) и пассивного типа (непринимающие и неотдающие пластовый флюид).

Причинами образования таких дефектов могут быть нарушения технологии спуска обсадных труб (недовинчивание муфтовых соединений), смятие и разрыв колонны, образование трещин вблизи интервала перфорации при превышении предельной мощности зарядов, а также коррозия стенок колонны при длительной эксплуатации скважин в условиях агрессивных пластовых флюидов. В разрезах скважин, сложенных многолетнемерзлыми породами, чаще всего наблюдается не формирование цементного камня, а замораживание цементного раствора. Растепление подобного “камня” может привести к образованию переточных каналов или к повреждению (смятию) колонны обсадных труб.

Наибольший интерес с точки зрения оценки состояния изоляции заколонного пространства и самой колонны представляют дефекты активного типа, выделение и распознавание которых является задачей первостепенной важности.

Прочностные и фильтрационные свойства цементного камня, в том числе и прочность контактных связей на границах его с колонной и с горной породой, могут изменяться во времени за счет как гидродинамических процессов, протекающих в системе скважина-пласт, так и искусственного воздействия на колонну при ее опрессовке, перфорации и т.д.

В этой связи геофизическая информация о состоянии цементного кольца, полученная в результате однократных измерений, не может быть

распространена на весь период эксплуатации скважины. Для получения полной информации необходимо осуществление режимных наблюдений, проведение системного геолого-геофизического анализа результатов измерений в течение всего срока эксплуатации скважин.

Качество цементирования нефтяных и газовых скважин контролируют с помощью геофизических методов – акустического, рассеянного гамма-излучения и других. Существующие геофизические методы контроля, имеющие массовое применение в геофизических организациях, предназначены для определения высоты подъема цементного раствора и уровня цементного кольца; для оценки распределения цементного раствора и цементного по сечению колонны и вдоль ее образующей; для определения интервалов с некачественным цементным камнем; для определения плотности вещества в затрубном пространстве; для ориентировочной оценки изоляционной стойкости зацементированных интервалов в пределах продуктивных пластов от водогазонапорных горизонтов; для оценки влияния механических и других воздействий на колонну и цементное кольцо.

Информация о техническом состоянии скважин необходима для успешной проводки и завершения строительства скважины, для контроля за разработкой месторождения, для проведения ремонтных работ в эксплуатационных и нагнетательных скважинах.

Кроме того, сведения о техническом состоянии скважин способствуют повышению эффективности геологической интерпретации геофизических исследований.

3.2 Теоретические основы методов

3.2.1 Методы контроля процесса цементирования

Процесс цементирования происходит в четыре основных этапа. На первом этапе в колонну закачивается буферная жидкость в необходимом

объеме, на втором – гелцемент, затем чистый цементный раствор. После этого производят продавку.

В процессе цементирования ведется регистрация основных параметров процесса цементации, проводятся наблюдения за скоростью его проведения и замеряется водоцементный фактор. Скорость цементирования не должна быть высокой, а сам процесс должен быть непрерывным. Контролируется давление в нагнетательной линии, под которым закачивается буферная жидкость, гелцемент и цемент. Давление должно быть таким, чтобы цемент поднялся на заданную высоту и заполнил каверны, образовавшиеся в стволе скважины.

Также регистрируется плотность закачиваемого тампонажного раствора. Плотность буферной жидкости, гелцемента и цемента должна соответствовать определенным нормам.

Непрерывно контролируется объем закаченного раствора по циклам закачки.

На последнем этапе производят продавку цементного раствора. Во время продавки также необходимо регистрировать давление в нагнетательной линии и объем закачиваемой жидкости, т.к. нельзя допускать проникновения цемента обратно в обсадную колонну.

Регистрация давления в линии при технологической проверке дает информацию о герметичности колонны и обратного клапана.

3.2.2 Акустический метод

Акустический метод является индикатором наличия цементного камня и индикатором механического контакта на его границах, если последний непосредственно или через зазоры контактирует с поверхностью обсадной колонны и с горной породой.

Данный метод контроля цементирования основан на регистрации интенсивности продольной преломленной волны упругих колебаний,

распространяющихся по колонне и породе, а также времени прихода этих колебаний. Регистрируемые параметры зависят от упругих и поглощающих свойств среды, находящейся в затрубном пространстве, а также характера контакта цементного кольца с колонной и породой. Высокая чувствительность акустического метода к упруго-поглощающим характеристикам цементного камня позволяет его использовать для решения следующих задач:

- точная отбивка верхнего уровня подъема цементного кольца на ранних сроках формирования тампонажной смеси;
- определение фактических сроков схватывания тампонажного раствора;
- определение интервалов присутствия цементного камня (в том числе малопрочного) выделение дефектов цементирования объемного типа.

Высокая чувствительность акустического метода к состоянию контактов на границе цементного камня с колонной и породой позволяет его использовать для решения следующих задач:

- определение характера контакта (жесткий или скользящий) цемента с колонной и породой и приближенная оценка величины раскрытости контактных микрозазоров;
- изучение влияния различных механических воздействий на плотность контакта цементного камня с колонной и породой (перфорация, опрессовка, разбуривание цементных стаканов и т.п.).

Акустические измерения реализуются путем возбуждения в скважине упругого импульса и регистрации его отклика в одной или нескольких точках наблюдения (приемниках), удаленных на заданные расстояния от источника. По мере распространения упругого импульса от источника к приемнику происходит перераспределение его энергии и спектра излучения между контактирующими средами, т.е. между обсадной колонной, цементным камнем и горной породой.

Перераспределение энергии и текущего спектра сигнала зависит от нескольких факторов:

от степени (жесткости) механической (акустической) связи на границах цементного кольца со стенками колонны и скважины;

от отношения величин волновых сопротивлений σV контактирующих сред

$$(m_1 = \sigma_{\text{п}} V_{\text{п}} / \sigma_{\text{цк}} V_{\text{цк}}, m_2 = \sigma_{\text{к}} V_{\text{к}} / \sigma_{\text{цк}} V_{\text{цк}});$$

от отношения суммарной толщины труб обсадной колонны (Δ) и цементного кольца (δ) к преобладающей длине упругой волны (λ);

от отношения диаметра обсадной колонны ($\alpha_{\text{к}}$) к преобладающей длине волны (λ);

от величины измерительной базы между излучателем и приемником.

Доля энергии, удерживаемая в обсадной колонне и регистрируемая приемником, уменьшается с возрастанием жесткости контактов: параметров m_1 , m_2 , длины волны λ и длины измерительного зонда l .

Исходный акустический импульс в зависимости от условий на границах контактирующих сред разделяется на несколько типов упругих волн, среди которых основными являются следующие:

продольная и поперечная обобщенная волна по колонне, цементному камню и породе;

обобщенная (стержневая) волна по колонне и цементному камню;

волна по обсадной колонне;

волна по цементному камню, низкоскоростные поверхностные (трубные) волны.

Современная теория распространения упругих волн в цилиндрических средах (скважинах) позволяет строго рассмотреть только шесть идеализированных случаев крепления затрубного пространства скважины.

Жесткий контакт цементного камня на границах цементного камня с обсадной колонной и горной породой. Характеризуется возникновением обобщенных PPP и PSP волн, распространяющихся со скоростями, близкими к

скоростям в породе. Волны по обсадной колонне и цементному камню отсутствуют.

Жесткий контакт цементного камня с горной породой, но скользящий с колонной. Характеризуется появлением волны по колонне, распространяющейся со скоростью $V=E\sigma$ (где E – модуль Юнга; σ – плотность стали). Возникает также обобщенная волна по цементному камню и горной породе. Скорость последней волны близка к скорости в породе. С понижением частоты относительная доля энергии волны возрастает.

Жесткий контакт цементного камня с колонной, но скользящий с горной породой. Характеризуется возникновением обобщенной (стержневой) волны по колонне и цементному камню, распространяющейся со скоростью, промежуточной между V_k и $V_{ц}$.

Скользящий контакт цементного камня (в интервале исследования) как с колонной, так и с породой. Характеризуется наличием отдельных волн по колонне и по цементному камню. Волна по породе отсутствует.

Скользящий контакт на границе с колонной и с породой (цементный камень за колонной отсутствует и колонна свободна). Характеризуется наличием интенсивной волны по колонне и поверхностных трубных волн.

Жесткий контакт на границе обсадной колонны с породой. Цемент за колонной отсутствует, но колонна лежит на стенке скважины. Характеризуется наличием слабой волны по колонне и горной породе со скоростью, близкой к скорости в породе. Интенсивность обобщенной волны увеличивается при увеличении бокового давления со стороны породы на колонну.

Основу акустического метода контроля качества цементирования составляет информация, которую несет продольная волна по колонне, а также продольная или поперечная волна, распространяющаяся по горным породам. При этом низкая интенсивность волны по колонне указывает на наличие жесткого контакта цементного камня с поверхностью колонны; высокая – на отсутствие сплошного жесткого контакта цементного кольца с колонной (на

участке не менее длины зонда) или на отсутствие твердого вещества (цементного камня) в затрубном пространстве.

Регистрация волн, приходящих со скоростью, равной или близкой к скорости в породе, указывает на отсутствие препятствий (зазоров, каналов, разрывов, трещин) на пути ее распространения от источника к стенке скважины и обратно. Для оценки качества цементирования скважины, которое зависит от условий на контактах цементного камня с колонной и с породой, а также от свойств самого камня, введем условный термин – “плотность контакта”. Применительно к каждой из границ в затрубном пространстве введем градации: “плотный контакт”, “отсутствие контакта” и “частичный контакт”.

“Плотный контакт” на границе цемента с колонной или породой соответствует жесткому контакту сплошного цементного кольца с поверхностью колонны и стенками скважины на интервале не менее длины зонда при отсутствии глинистой корки на стенках скважины и при наличии дефектов со стороны колонны с размерами, менее предела чувствительности применяемой аппаратуры.

Под термином “отсутствие контакта” цементного камня с колонной понимается наличие в затрубном пространстве скважины бурового раствора или не затвердевшего цементного раствора; наличие зазоров или микрозазоров между стенками колонны и цементным кольцом; наличие разрыва сплошности цементного кольца на участке не менее измерительной длины зонда. Под “частичным контактом” подразумевается наличие контактов или зазоров, простирающихся в радиальной плоскости на участке менее половины периметра колонны и по высоте более длины зонда; наличие разрывов сплошности цементного кольца по высоте менее длины зонда; наличие некачественного цементного камня с низкой прочностью или высокой проницаемостью.

Под “отсутствием контакта” цементного камня со стенками скважины понимается наличие сплошного зазора между цементным кольцом и

стенками скважины; наличие глинистой корки на стенках скважины, а также наличие трещин и любых других дефектов в цементном кольце, препятствующих прохождению сигнала от измерительного зонда к горной породе и обратно и ослабляющих регистрируемый сигнал до уровня аппаратных шумов.

Наличие в за колонном пространстве дефектов цементирования объемного типа в виде пустот и разрывов сплошности цементного кольца, незаполненных тампонажным раствором, уменьшает ослабление упругих волн по колонне, которое становится минимальным и равным в свободной колонне при равенстве протяженности вертикального дефекта величине измерительной базы зонда. При высоте дефекта равной $1/5$ величины базы зонда интенсивность амплитуды сигнала на этом участке колонны ослабляется более чем в 6 раз по сравнению с уровнем сигнала в свободной колонне.

Разрешающая способность метода к вертикальным разрывам определяется в основном размером измерительной базы зонда и практически не зависит от частоты упругих колебаний.

Наличие в цементном камне вертикальных каналов различной раскрытости приводит к снижению затухания продольных волн, распространяющихся по колонне на участке отсутствия цементного камня. Зависимость коэффициента затухания амплитуды упругих колебаний от величины угла раскрытости вертикальных каналов является функцией частоты и величины измерительной базы зонда (рис.8).

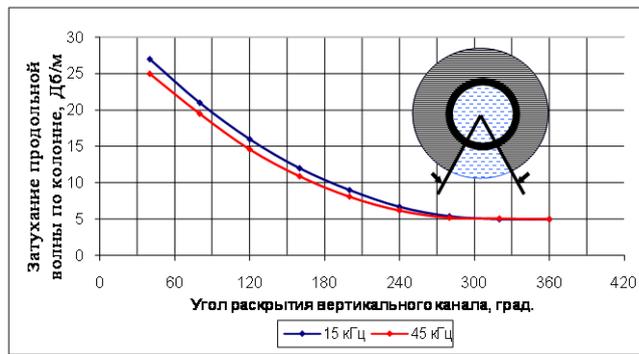


Рис. 8. Зависимость коэффициента затухания амплитуды продольной волны по колонне от угла раскрытия вертикального канала в цементном камне при различных базах измерения, на разных частотах.

Было установлено, что коэффициент затухания низкочастотных колебаний при малых и средних углах раскрытости каналов ($\gamma < 200^\circ$) несколько превышает коэффициент затухания высокочастотных колебаний, причем эта разница зависит от величины измерительной базы зонда и является минимальной при ее величине равной приблизительно 1,8 м для рабочих частот – 15 и 45 кГц, что и послужило в конечном счете основанием для выбора соответствующих размеров измерительной базы зонда в зависимости от рабочих частот аппаратуры.

Наличие дефектов контактного типа на границе цементного камня с колонной и породой оказывает существенное влияние на поведение коэффициента затухания упругих колебаний, распространяющихся по колонне. Наличие кольцевого микрозазора ухудшает за ним породу и, соответственно, уменьшает потери на образование в них головной преломленной волны.

Было установлено, что коэффициент прохождения упругих колебаний через контактный микрозазор является частотно-зависимой функцией (см.рис.9). Степень влияния микрозазора на ослабление сигнала, распространяющегося по колонне, является максимальной для каждой частоты

в определенном диапазоне зазоров. С уменьшением частоты область максимального влияния смещается в сторону больших кольцевых зазоров.

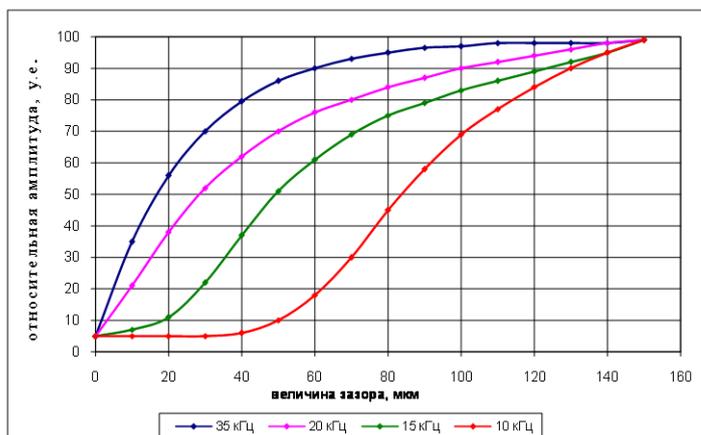


Рис. 9 Зависимость относительной величины амплитуды продольной волны по колонне от величины эффективного кольцевого микрозазора на границе цементного кольца с колонной при разных рабочих частотах аппаратуры.

Для каждой частоты можно установить две предельные величины зазоров, чувствительность к которым является минимальной: одна из них лежит в области малых зазоров, другая – в области больших. Расширение частотного диапазона в область низких частот позволяет повысить чувствительность к микрозазорам большой раскрытости (см.табл. 12).

Зависимость диапазона зазоров от величины рабочей частоты
акустических преобразователей аппаратуры

№ п/п	Рабочая частота, кГц	Диапазон зазоров, определяемых с максимальной чувствительностью	
		$\delta_{эфф\text{мин.}}$, мкм	$\delta_{эфф\text{макс.}}$, мкм
1	15	20	120
2	20	10	100
3	30	0	80
4	45	0	60

Пользуясь полученными зависимостями и отсчетами амплитуд на разных частотах можно установить приближенную величину кольцевого зазора между цементным кольцом и колонной. При этом, учитывая, что схема измерения амплитудно-временных характеристик продольных волн в случае двухчастотной акустической аппаратуры имеет интегральный (осредняющий) характер обусловленный круговой системой излучения и приема упругих колебаний, раскрытость кольцевого микрозазора, оцениваемая по данным выполненных измерений, является эффективной величиной, а влияние микрозазора на акустические измерения может рассматриваться как действие некоторого эффективного (результатирующего) фактора, в связи с чем он может быть назван эффективным микрозазором.

Контактные зазоры раскрытостью более 200 мкм характеризуются одинаковыми и предельно-максимальными значениями относительных амплитуд на разных частотах, благодаря чему они имеют признаки с

объемными дефектами цементирования, что не позволяет в этом случае выполнять уверенное распознавание одних типов дефектов от других.

Наличие скользящего (нежесткого) контакта между цементным кольцом и породой в случае жесткого контакта в системе цемент–колонна может привести к возбуждению низкочастотной (< 15 кГц) обобщенной волны, скорость которой будет определяться величиной угла раскрытости вертикального канала.

Полученная зависимость показывает, что по мере увеличения угла раскрытости φ вертикального канала, растет величина скорости обобщенной волны $V_{об}$ по колонне, которая приближается в пределе (при $\varphi \rightarrow 360^\circ$) к скорости продольной волны по свободной колонне ($V_{об} \rightarrow V_{к}^{св}$).

3.2.3 Метод рассеянного гамма-излучения

Широко распространены в настоящее время исследования цемента за колонной с помощью гамма-гамма-метода. В этом случае показания ГГМ не зависят от температуры, времени схватывания цемента и обусловлены только плотностью среды, окружающей скважину.

Применение метода рассеянного гамма-излучения для контроля качества цементирования скважин основано на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности вещества основных сред, слагающих обсаженную скважину в интервале исследования. Так как плотность цементного камня в большинстве случаев значительно больше, чем плотность бурового раствора, то против зацементированной части скважины интенсивность рассеянного гамма-излучения, как правило, значительно ниже, чем в незацементированном интервале.

Основными средами, определяющими интенсивность регистрируемого рассеянного гамма-излучения в обсаженной скважине являются металлическая

колонна обсадных труб; жидкость, находящаяся внутри обсадной колонны; горные породы, слагающие разрез скважины; цементный камень (раствор) или буровой раствор в затрубном пространстве.

Если принять влияние первых двух факторов постоянными, показания МРГИ, в основном, будет зависеть от толщины слоя δ , плотности вещества в затрубном пространстве σ и плотности горных пород $\sigma_{п.}$. Влияние последнего фактора можно учесть по данным геофизических исследований в необсаженных скважинах методами радиометрии.

Основные задачи, решаемые с помощью МРГИ следующие:

- определение высоты подъема тампонажной смеси в затрубном пространстве;
- определение интервалов, содержащих различные тампонажные смеси (чистый цемент, гелцемент и др.);
- определение характера заполнения трубного пространства тампонажной смесью;
- определение эксцентриситета колонны в скважине;
- определение плотности вещества в затрубном пространстве;
- определение средней по периметру толщины стенки труб обсадной колонны;
- определение местоположения соединительных муфт, центрирующих фонарей, специальных пакеров и т.п.;
- определение механического и коррозионного износа труб обсадной колонны.

В гамма-гамма-методе (ГММ) горная порода облучается источником гамма-квантов и регистрируется интенсивность гамма-излучения, расположенного на некотором расстоянии от источника. Это расстояние называется длиной зонда. Точку записи однозондового ГГМ относят к середине между центрами источника и детектора, двухзондового ГГМ – к середине между центрами детекторов. Фильтр из тяжелого металла (Fe, Pb, W и др.), установленный между источником и индикатором, практически полностью поглощает прямое гамма-излучение источника. Поэтому измеряемое в этом

методе гамма-излучение почти полностью состоит из излучения источника, претерпевшего хотя бы одно рассеяние на атомах среды, окружающей источник. Отсюда и название метода.

Когда гамма-кванты большой энергии (порядка 1 МэВ), вылетающие из источника, претерпевают несколько актов рассеяния и значительно уменьшают свою энергию, они поглощаются в результате фотоэффекта. Поскольку взаимодействие гамма-кванта с веществом является случайным процессом, разные кванты до своего поглощения успевают пройти различное расстояние от источника.

Существуют две модификации ГГМ: плотностной гамма-гамма-метод (ГГМ-П) и селективный (ГГМ-С).

В плотностной модификации ГМ применяется источник гамма-квантов относительно большой энергии. Чаще всего ^{60}Co , испускающий кванты с энергией 1,17 и 1,33 МэВ. Детектор гамма-излучения размещается в толстом корпусе из тяжелого металла (железо), почти полностью поглощающем кванты с энергией 0,15–0,2 МэВ. В результате в основном регистрируется гамма-излучение с энергией более 0,2 МэВ, а на интенсивность таких гамма-квантов не оказывает заметного влияния фотоэлектрическое поглощение, а следовательно, и химический состав среды; показания метода определяются комптоновским рассеянием и зависят лишь от плотности среды, окружающей скважинный прибор: чем больше плотность среды, тем меньше показания ГММ-П. Размер зонда при ГММ-П обычно 20-40 см.

При селективной модификации ГММ применяют источники мягкого гамма-излучения (менее 0,3-0,4 МэВ, например, радиоактивный селен-75, излучающий кванты с энергией 0,138 и 0,268 МэВ, ртуть-203 с энергией квантов 0,279 МэВ и др.). Детектор при ГММ-С настраивается на регистрацию более мягкого гамма-излучения. Показания ГММ-С зависят как от рассеяния гамма-квантов (следовательно, от плотности среды), так и в особенности от их поглощения, которое в основном определяется концентрацией в породе

тяжелых элементов. В результате наиболее сильное влияние на показания ГММ-С оказывают присутствующие в горной породе тяжелые элементы: чем больше содержание последних, тем меньше показания метода. Размер зонда при ГММ-С обычно 10-20 см.

Все модификации ГММ имеют малую зону исследования (10-15 см для ГММ-П и еще меньше для ГММ-С), поэтому их показания в значительной степени зависят от положения прибора в скважине, изменений в ближней зоне (плотности бурового раствора, толщины глинистой корки, диаметра скважины, наличия крепления скважины и т.п.). Поскольку плотность глинистого раствора и глинистой корки меньше плотности горных пород, то с увеличением толщины глинистой корки или с удалением прибора от стенки скважины вследствие наличия каверн уменьшается средняя плотность среды вокруг зонда ГММ и увеличиваются показания. Это может быть ошибочно проинтерпретировано как уменьшение плотности породы. Для повышения надежности интерпретации необходимо иметь кавернограмму.

Для уменьшения влияния скважины прибор прижимают к стенке скважины, а источник и индикатор экранируют экраном из тяжелого металла за исключением стороны, обращенной к породе. Для учета изменений толщины глинистой корки служат два детектора, расположенные на различном расстоянии (15 и 35 см) от источника и обеспечивающие одновременные измерения двумя зондами различной длины.

По совокупности показаний двух зондов против данного пласта и показаний в двух эталонных средах (измерение на поверхности земли) находят и регистрируют некоторую величину F , являющуюся функцией плотности горных пород. Используя эталонировочный график зависимости F от плотности δ пород, находят значения последней. В качестве эталонных сред для эталонирования прибора ГММ-П используют блоки из материалов различной плотности (алюминий, бетон и т.п.), имеющие полуцилиндрические выемки для размещения там зондовой части прибора (с направлением коллимационных окон к блоку).

При ГГМ кроме рассеянного излучения источника индикатор регистрирует также гамма-излучение естественной радиоактивности горных пород, однако, выбрав достаточную активность источника ($2 \div 4 \cdot 10^9$ Бк), можно добиться, чтобы интенсивность рассеянного излучения была намного больше интенсивности естественного.

Плотностную модификацию ГГМ применяют для разделения в разрезе скважин пород с различной плотностью, а также для определения плотности и пористости пород.

Непосредственно по показаниям ГГМ-П получают плотность горной породы. Предварительно для данного типа приборов ГГМ на основании результатов измерений на нескольких моделях пластов с известной плотностью строят кривые зависимости показаний от плотности горной породы. Селективную модификацию гамма-гамма-метода используют для выделения пород, обогащенных тяжелыми элементами и количественного определения концентрации последних. Поскольку показания ГГМ-С зависят и от плотности горных пород, для повышения надежности интерпретации его результаты необходимо рассматривать совместно с диаграммой ГГМ-П.

Зонды ГГМ-П и ГГМ-С обычно komponуют совместно в одном приборе. Из-за малой зоны исследования метод ГГМ для изучения геологического разреза обычно применяют в необсаженных скважинах. В обсаженных скважинах показания ГГМ в зависимости от типа источника и конструкции зонда определяются в основном толщиной и плотностью цементного камня, толщиной или внутренним диаметром обсадной колонны, и потому метод применяется для определения качества цементирования, толщины и внутреннего диаметра колонны. Точку записи кривых ГГМ относят к середине между источником и детектором.

При измерении четырехканальным центрированным зондом, четыре отдельных индикатора которого регистрируют излучение из секторов с дугой 90° , точность оценки распределения излучения по периметру колонны по

сравнению с трехканальным зондом несколько повышается. Одноканальный центрированный зонд, коллимированный по радиальному углу в пределах 30-50° и вращающийся во время измерений с заданной угловой скоростью, позволяет получить точное распределение рассеянного гамма-излучения по периметру скважины и дает возможность проводить детальные исследования характера заполнения затрубного пространства как по стволу скважины при непрерывном перемещении прибора, так и в отдельных точках при неподвижном положении прибора.

3.3. Аппаратура

3.3.1. Станция СКЦ

В 1996 году в Тюменьпромгеофизика впервые в Западной Сибири была разработана, прошла полевые испытания и была запущена в эксплуатацию компьютеризованная станция контроля цементации скважин “МЕГА – Ц – 1.0”.

Станция позволяет контролировать все основные параметры процесса цементации:

- давление в подающей линии;
- плотность закачиваемого тампонажного раствора;
- расход закачиваемого раствора;
- объем закаченного раствора по циклам закачки;
- суммарный объем раствора;
- расход и объем в подающей линии водовода;
- плотность и расход на выходе скважины.

Регистрация всех параметров ведется на жесткий диск компьютера, что исключает возможность внесения поправок и корректировок в результаты после окончания работ.

Применение станции для контроля процесса цементации позволило технологам, руководящим производством работ, с максимальной

оперативностью управлять работой всей технологической цепочки, что в итоге в значительной степени повышает качество выполнения работ.

Документирование процесса цементаж с предоставлением диаграммного материала позволяет технологическим службам проводить полный анализ качества проведения работ.

В настоящий момент Тюменьпромгеофизика имеет возможность не только проводить работы по контролю процесса цементаж, но и совместно с технологическими службами разрабатывать сценарии проведения работ по цементажу на каждую конкретную скважину и в дальнейшем контролировать степень соблюдения составленного плана на месте выполнения работ.

Технические характеристики и диапазоны измерений:

- давление, атм – до 400;

погрешность измерений:

в диапазоне 0 – 5 атм – не более 3%;

в диапазоне 5 – 250 атм – не более 1,5%;

в диапазоне 250 – 40 атм - не более 3%;

- плотность, г/см³ – 0,8 - 2,0;

погрешность измерений – 0,05 г/см³;

- расход, л/сек – до 250;

погрешность измерения по воде не более – 0,5%.

3.3.2. Аппаратурный комплекс МЕГА-Р

Комплекс МЕГА-Р предназначен для проведения исследований в скважинах нефтяных и газовых месторождений методами радиоактивного и акустического каротажа за один спуско-подъем.

Комплекс МЕГА-Р работает с цифровой программно – управляемой станцией МЕГА, разработанной и изготавливаемой в ЗСК «Тюменьпромгеофизика» (г. Мегион) или любой другой станцией, адаптированной для работы с приборами комплекса.

Базовый комплекс агрегируется из следующих модулей (приборов):

ГК/Мн/ЛМ-М – модуль гамма каротажа с датчиком давления и локатора муфт, обеспечивающий измерение мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения и гидростатического давления в скважине, а также локацию муфтовых соединений обсадной колонны и выделение интервалов перфорации;

2ННК-М – модуль двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа, обеспечивающий измерение водонасыщенной пористости (объемного влагосодержания) пластов, вскрытых скважиной;

АК-М – модуль акустического широкополосного каротажа, обеспечивающий определение кинематических и динамических параметров пластов, вскрытых скважиной, а также оценку качества цементирования.

Использование сборки МЕГА-Р практически в 2–3 раза повышает производительность исследований, обеспечивая повышение достоверности и точности измерения параметров за счет устранения погрешностей, связанных с не одновременностью измерений традиционным способом.

Комплекс МЕГА-Р обеспечивает проведение исследований в скважинах диаметром от 110 до 300 мм при температуре окружающей среды до 120° при гидростатическом давлении до 80 Мпа с каротажной компьютеризированной станцией МЕГА и грузонесущим трехжильным геофизическим кабелем длиной до 7000 м.

Обеспечена возможность использования всех приборов (модулей) сборки МЕГА-Р в автономном (одиночном) режиме в качестве самостоятельных скважинных приборов.

Все модули сборки МЕГА-Р имеют унифицированную телеметрическую линию связи ГПС, работающую в режиме “запрос – ответ” и обеспечивающую

приемо-передачу в цифровом виде (формат МАНЧЕСТЕР – 2) информационных и командных слов в процессе двухстороннего обмена со станцией МЕГА

Таблица 13

Технические характеристики модулей комплекса МЕГА-Р

<i>Приборы:</i>	Диаметр прибора (мм)	Давление (атм.)	Температура (С°)	Длина (м)	Масса (кг)	Методы:
<i>Прибор ЛМ:</i>	90	80	120	0,45	30	локатор муфт
Прибор ГК/Мн-М	90	80	120	2,27	40	гамма-каротаж, измерение давления
Прибор 2ННК-М	90	80	120	2,40	80	двухзондовый ННКТ
Прибор АК-М	90	80	120	5,32	85	акустический каротаж
<i>Прибор СГП-М</i>	110	80	120	3,2	125	плотностной гамма-гамма каротаж
<i>Прибор СГК-Н</i>	90	80	120	1,5	40	спектрометрический гамма каротаж

3.3.3 СГДТ-НВ.

Назначение.

Прибор СГДТ-НВ предназначен для контроля качества цементирования и технического состояния обсадных колонн нефтяных и газовых скважин методом рассеянного гамма-излучения, а также “привязки” результатов измерений и муфт обсадной колонны к геологическому разрезу скважин.

Данные по аппаратуре.

Скважинный прибор обеспечивает проведение измерений в скважинах обсаженных колонной с внешним диаметром 146-168 мм (до 194 мм с вытеснителем), с углом наклона до 50° при значениях температуры окружающей среды от -10 до 120 °С и гидростатического давления 60 МПа.

Аппаратура эксплуатируется в комплекте со следующими изделиями:

- трехжильным кабелем типа КГЗ-67-180 длиной до 3500 м;
- источником гамма-излучения Cs^{137} активностью $(1.28 \pm 0.33) \times 10^{10}$

Бк, создающим на расстоянии 1 м мощность экспозиционной дозы $(5.95 \pm 1.55) \times 10^{-9}$ А/кг.

Прибор регистрирует рассеянное гамма-излучение по периметру и стволу скважины. Конструкция зондов (длина и углы коллимации) обеспечивает работу одного из них в области плотностной инверсии (зонд малой длины), а второго - в режиме плотностного каротажа (зонд большой длины). Интенсивность рассеянного гамма излучения, регистрируемого с помощью зонда малой длины, определяется средней по периметру толщиной стенки обсадной колонны, а интенсивность рассеянного гамма-излучения, регистрируемого с помощью зонда большой длины, определяется, в основном, объемной плотностью вещества в затрубном пространстве, что дает возможность определять толщину стенки обсадной колонны, наличие и состояние цементного кольца за колонной, имеющего большую объемную плотность по сравнению с буровым раствором. Прибор, регистрируя рассеянное гамма-излучение пород, позволяет за один спуско-подъем производить запись пяти диаграмм:

- толщинограммы (шифр TOL) - кривой значений средней по периметру толщины стенки обсадной колонны и отметок муфтовых соединений;
- интегральной цементограммы (шифр INT) - кривой, несущей информацию о средней плотности вещества в затрубном пространстве;
- двух селективных цементограмм, смещенных на 180° по периметру скважины (шифр SEL1, SEL2) - кривых, несущих информацию об относительных изменениях плотности вещества в затрубном пространстве;
- диаграммы гамма-каротажа (шифр GR).

Диапазоны измерения:

- толщины стенки скважины - от 5 до 12 мм;

- плотности вещества в затрубном пространстве от 1 до 2 г/см³.

Ток питания скважинного прибора (150±15) мА.

Длительность выходных импульсов (40±12) мкс, амплитуда не менее 3,5 В.

1 жила кабеля прозванивается с броней кабеля в одном направлении (в направлении тока), 2 и 3 жилы имеют сопротивление относительно брони - 1 МОм.

В качестве детектора гамма-излучения в канале ГК используется кристалл NaI(Tl) размером 30×40 мм с ФЭУ-74 А, в каналах плотнмера и толщиномера - кристаллы NaI(Tl) размером 16×40 мм с ФЭУ-102.

Длина измерительных зондов:

- канала плотнмера (420±10) мм;
- канала толщиномера (210±5) мм.

Расстояние между центром детектора канала ГК и источником гамма-излучения не менее 1040 мм.

Схема прибора приведена на рисунке 10.

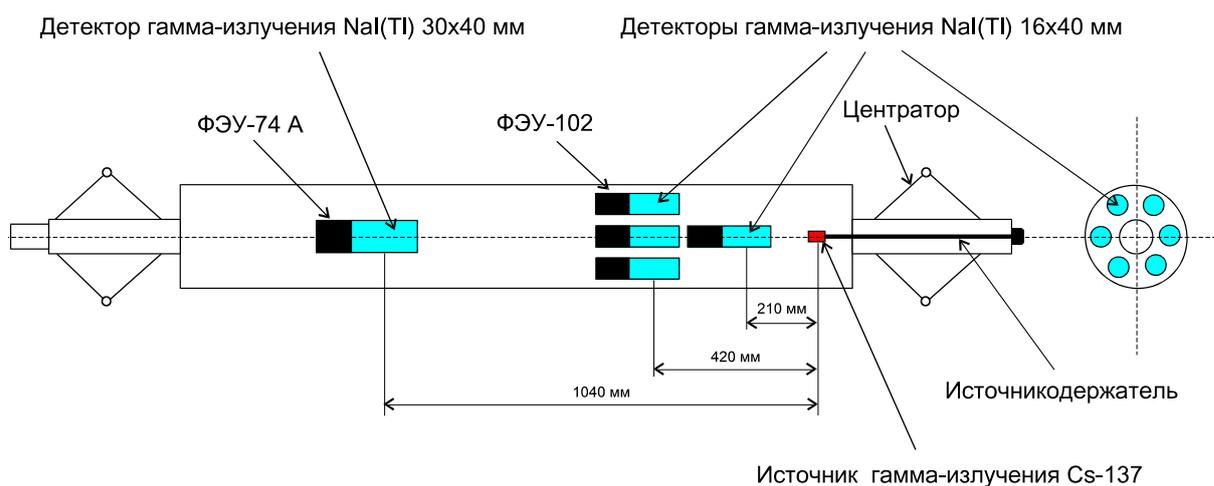


Рис. 10 Схема прибора СГДТ-НВ

Диаметр прибора (без вытеснителя) - 110 мм;

Длина прибора - 2500 мм;

Масса прибора - 95 кг.

3.3.4 ЦМ-8/10.

Назначение.

Прибор ЦМ-8/10 предназначен для определения качества цементирования нефтяных и газовых скважин методом рассеянного гамма-излучения.

Данные по аппаратуре.

Скважинный прибор обеспечивает проведение измерений в скважинах, обсаженных колонной диаметром 219-273 мм, при значениях температуры окружающей среды от -10 до 70 °С и гидростатического давления 30 МПа.

Аппаратура эксплуатируется в комплекте со следующими изделиями:

- трехжильным кабелем типа КГЗ-67-180 длиной до 1500 м;
- источником гамма-излучения Cs^{137} активностью $(1.28 \pm 0.33) \times 10^{10}$ Бк, создающим на расстоянии 1 м мощность экспозиционной дозы $(5.95 \pm 1.55) \times 10^{-9}$ А/кг.

Четыре используемых детектора гамма-излучения расположены по периметру прибора в экране, изготовленном из свинца и стали. В качестве одного детектора используются три газоразрядных счетчика ВС-8.

Схема прибора приведена на рисунке 11.

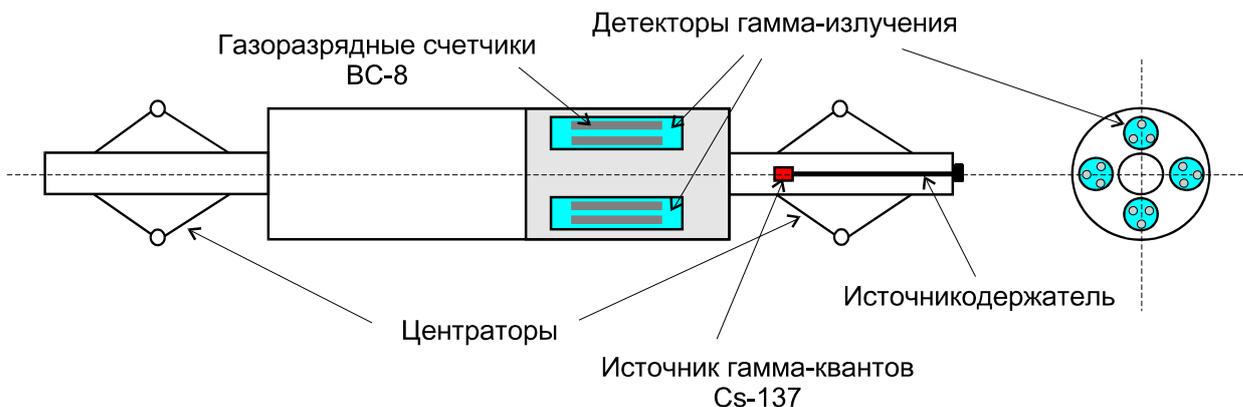


Рис. 11 Схема прибора ЦМ-8/10

Питание скважинного прибора осуществляется постоянным электрическим током 140 мА.

Данные с четырех детекторов передаются по двум жилам кабеля в виде разнополярных импульсов. Амплитуда выходных импульсов каналов скважинного прибора не менее 3 В, длительность выходных импульсов - 60 мкс.

Длина скважинного прибора	- 1.55 м;
Диаметр скважинного прибора	- 175 мм;
Диаметр скважинного прибора с вытеснителем	- 230 мм;
Масса скважинного прибора	- 90 кг;
Масса скважинного прибора с вытеснителем	- 116 кг.

3.4. Методика интерпретации данных

3.4.1. Контроль процесса цементирования

Во время всего процесса цементирования регистрируются плотность, давление и объем цементного раствора. По полученным материалам можно проследить изменение данных параметров во времени. На диаграммах видно, при каком давлении и в каком объеме закачивался цементный раствор, соответствует ли плотность цемента и гельцемента определенным нормам. Отклонение плотности от нормы должно быть не более 0,02 г/см³. Если плотность будет ниже нормы, то увеличится время застывания цемента, а цементное кольцо будет непрочным.

Также необходимо проконтролировать, в достаточных ли объемах был закачан гельцемент и чистый цементный раствор. Гельцемент обычно закачивают в меньшем объеме, чем цемента. Также можно проследить, допускались ли перерывы в работе.

Давление должно быть достаточным для того, чтобы цемент поднялся на заданную высоту. Чем больше плотность раствора, тем выше должно быть давление в нагнетательной линии.

В результате интерпретации выдается диаграмма и таблица заключения по результатам контроля цементации скважины. Здесь указаны все необходимые данные: вид и продолжительность работ, давление, при котором производились работы, а также расчетные и фактические величины плотности и объема цементного раствора.

Современные технологии позволяют при выполнении каротажа регистрировать полный волновой сигнал в цифровом виде (1024 мкс), с его последующей камеральной обработкой на ЭВМ.

3.4.2. Акустическая цементметрия

Основу интерпретации результатов акустических измерений составляют теоретические и экспериментальные зависимости между характеристиками акустических сигналов и дефектами в цементном кольце. Как правило, аналоговые кривые A_k , t_p и A_p должны быть дополнены фазокоррелограммами и в отдельных случаях волновыми картинками, полученными одновременно с аналоговой регистрацией.

Диаграммы АКЦ, включая фазокорреляционные диаграммы и волновые картины, дают лишь качественное представление о состоянии цементного кольца и его герметичности и не указывают конкретно на характер и свойства дефектов. В большинстве случаев по полученным данным нельзя отделить каналы от разрывов или от микрозазоров, поэтому любые дефекты или их сочетание выражаются через чисто условный термин – “сплошность контакта”. Для каждой границы цементного камня с колонной или породой можно ввести три градации:

- 1) сплошной контакт (жесткий контакт цементного камня с колонной или с породой по всей поверхности прилегания);
- 2) частичный контакт (контакт по отдельным участкам поверхности цементного камня; существование каналов в цементном камне с размерами не более половины периметра колонны и разрывов не менее 1,5 м;

чередование участков с размерами 0,5 – 1,5 м с хорошим или плохим сцеплением цементного камня с колонной);

3) отсутствие контакта в пределах базы измерения (свободная колонна, зазор на границе между цементным камнем, колонной и породой).

Случай 2 наиболее сложен при диагностике, поэтому допускается проводить интерпретацию по двум градациям – “сплошной контакт” и “отсутствие контакта”.

Наиболее характерны следующие значения регистрируемых показаний АКЦ:

а) верхний предел амплитуд ($A_{цк}=A_k$, $A_p=A_k$) и среднее значение интервального времени ($t_p=t_p$) характеризуют незацементированную колонну или отсутствие контакта цементного камня с колонной;

б) нижний предел амплитуды трубной волны ($A_{цк}=0$) характеризует сплошной контакт цементного камня с колонной;

в) максимального значения регистрируемое время пробега (кривая t_p) достигает на участках колонны в случае сплошного контакта цементного камня с колонной и отсутствие контакта с породой.

В этом случае величина t_p близка к времени пробега упругой волны по буровому раствору ($t_ж$);

г) минимальная величина регистрируемого времени ($t_p < t_k$) наблюдается в интервалах высокопористых пород при сплошном контакте цементного камня с колонной и горной породой.

Значение амплитуды $A_{цк}$ в пределах 0,7 – 0,8 от A_k имеет место при замещении цементного кольца буровым раствором примерно на половине окружности колонны при линейной протяженности интервала, большей длины зонда; при наличии зазора между цементным кольцом и колонной; при наличии некачественного и малопрочного цементного камня с большим содержанием (50 – 60%) глинистого материала.

При сплошном контакте цементного кольца с колонной и породой по всей площади амплитуды $A_{цк}$ составляют для терригенного разреза от 0 до 0,01

A_k ; для карбонатного разреза (при $t_p < t_k$) до 0,2 – 0,7 A_k . В последнем случае величины t_p и A_p близки к значениям t_p и A_n в необсаженной скважине.

“Частичный” контакт цемента с колонной в условиях терригенного разреза часто характеризуется величинами амплитуд $A_{цк}$ от 0,01 до 0,7 A_k . при подготовке заключения диаграмма акустического цементомера подвергается следующему анализу:

1) по кривой времени распространения t_p на диаграмме выделяют интервалы, в которых значения $t_p < t_k$. Эти интервалы интерпретируются, как плотный контакт цементного камня с колонной и породой;

2) по кривой $A_{цк}$ намечают интервалы с “нулевыми” значениями амплитуд. Эти интервалы интерпретируются как хорошее сцепление цементного камня со стенками колонны. Характер контакта с породой по кривой $A_{цк}$ не определяется;

3) если $A_{цк} \approx A_k$ на кривых видны аномалии, связанные с муфтовыми соединениями труб, эти интервалы относятся к отсутствию контакта или отсутствию в затрубном пространстве цементного камня;

4) при плотном контакте цементного камня с колонной и породой расхождение значений времени в породе t_n и t_p , определенных по кривым СПАК-2 и АКЦ, допускается не более 5% при больших значениях A_n и при $t_n \leq t_k$; 10-15% при малых величинах A_n и при $t_n > t_k$; при отсутствии контакта цементного камня с породой продольная волна, идущая по породе, сильно ослаблена, и в качестве первого вступления отмечаются те или иные волны, идущие по колонне или буровому раствору. Поэтому зарегистрированное на диаграмме акустического цементомера время пробега существенно отличается от времени пробега по породе;

5) при t_p , мало отличающемся от t_n , низкие значения амплитуды $A_p \ll A_n$ являются признаком нарушения или даже отсутствия контакта на границе цементного камня с породой (для плотных нетрещиноватых пород).

По кривым АКЦ (A_k , A_p и t_p) определяют количественные значения амплитуды волны, распространяющейся по колонне (в относительных

единицах) и по породе в тех интервалах глубин, где показания кривой t_p совпадают со временем вступления волны, распространяющейся по породе, выделенной на ФКД.

По ФКД определяют количественные значения времен вступления волн, распространяющихся по колонне и по породе (включая обобщенные продольные и поперечные), а также длительности периодов указанных типов волн.

С этой целью предварительно идентифицируют различные типы волн на ФКД с помощью кинематического, частотного и корреляционного признаков.

Для продольной волны, распространяющейся по незацементированной колонне, характерно постоянство скорости и частоты. Поэтому фазовые линии (ЛФК) на ФКД параллельны друг другу и имеют одинаковые временные интервалы между собой.

Для продольной обобщенной волны, распространяющейся преимущественно по горным породам, характерно изменение скорости и частоты. По частотному признаку обобщенные волны (волны по породе) характеризуются пониженными значениями частоты в терригенном разрезе.

На комплексной диаграмме незацементированная часть обсадной колонны характеризуется:

- наличием линий фазовой корреляции (ЛФК), которые изображаются на диаграмме в виде параллельных линий с временным интервалом между ними не менее 40 мкс;
- характерным сдвигом этих линий на муфтовых соединениях в пределах от 5 до 20 мкс;
- наличием или отсутствием ЛФК для волны, распространяющейся по породе, если колонна прилегает или не прилегает к стенке скважины;
- максимальными значениями A_k и A_p и их повторяемостью с характерными аномалиями кривых A_k , A_p и t_p на муфтовых соединениях обсадных труб.

Плотный контакт цементного камня с колонной и породой на комплексной диаграмме характеризуется:

- отсутствием ЛФК для волны, распространяющейся по колонне;
- наличием ЛФК для продольной (обобщенной) волны, распространяющейся по породе (извилистые линии с периодом следования более 40 мкс);
- нулевыми значениями амплитуды A_k и совпадением конфигураций ЛФК и кривой t_p .

Плотный контакт цементного камня с колонной и “высокоскоростной” породой на комплексной диаграмме характеризуется:

- отсутствием ЛФК для продольной волны, распространяющейся по колонне (прямые параллельные линии);
- наличием ЛФК для волны, распространяющейся по породе, начало которых совпадает, а иногда наступает раньше по сравнению с ЛФК для волны по незацементированной колонне;
- значениями кривой A_k , отличными от нулевого уровня с совпадениями конфигураций ЛФК и кривой t_p .

Плотный контакт цементного камня с колонной и отсутствие контакта его с породой характеризуется:

- отсутствием ЛФК для волны по колонне и для волны, распространяющейся по породе;
- нулевыми значениями амплитуды A_k и максимальными значениями интервального времени t_p .

Следует отметить, что отсутствие ЛФК для волны, распространяющейся по породе, может быть обусловлено не только плохой акустической связью цементного камня с породой, но и высоким ($40-50\text{см}^{-1}$) затуханием акустического сигнала в горных породах при плотном контакте цементного камня с колонной и стенками скважины. Для уточнения интерпретации комплексной диаграммы в этом случае необходимо знать величину затухания акустического сигнала в породе.

Подобная картина может также наблюдаться и в случае содержания в буровом растворе свободного газа и воздушных пузырьков. Для данных аномалий характерно отсутствие акустического сигнала на значительном участке диаграммы, а не на малом интервале.

Частичный контакт цементного камня с колонной и плотный с породой характеризуется наличием ЛФК для волны, распространяющейся по колонне (прерывистые прямые параллельные линии с периодом около 40 мкс) и ЛФК для волны, распространяющейся по породе (извилистые сплошные линии с периодом более 40 мкс). При этом времена вступлений волны по породе определяется только по ЛФК. Кроме того, характеризуется и величинами A_k , отличными от нулевых значений.

Частичный контакт цементного камня с колонной и породой на комплексной диаграмме характеризуется:

- наличием ЛФК для волны, распространяющейся по колонне (как сплошные, так и прерывистые прямые линии с периодом 40 мкс) и наличием ЛФК для A_k распространяющейся по породе, на участках контактирования цементного камня с породой (извилистые прерывистые линии с периодом более 40 мкс);
- величинами A_k , отличными от нулевых значений.

Отсутствие контакта цементного камня с колонной (зазоры) по комплексной диаграмме характеризуется наличием ЛФК для волны, распространяющейся по колонне с периодом 40 мкс, менее заметным, чем в свободной колонне, сдвигом ЛФК на муфтовых соединениях. При этом значения амплитуды $A_{цк}$ составляют 0,7 – 0,8 величин A_k в свободной колонне; кривая A_p повторяет кривую A_k , $t_p=t_k$.

Наличие плотного контакта гелцементного камня с породой и колонной по комплексной диаграмме обычно характеризуется:

- на ФКД отсутствием или наличием прерывистых ЛФК первых двух-пяти вступлений волн, распространяющихся по колонне, с периодом 40

мкс; в правой части фазокоррелограмм фиксируются извилистые, чаще прерывистые ЛФК для волны, распространяющейся по породе;

- изменением показаний A_k от нулевых до средних значений, t_n – от времени распространения акустической волны по породе до времени распространения ее по колонне; когда A_k велико, A_p имеет тенденцию к ее повторению и практически неинформативна.

Обработка данных акустического цементомера реализована в программе ГИС-АКЦ. ГИС-АКЦ предназначена для определения качества сцепления цементного камня с колонной и с породой по данным акустического каротажа. Программа разработана с учетом требований производства и позволяет эффективно и быстро получать заключение по АКЦ как в графическом, так и в текстовом представлении. Все алгоритмы интерпретации основаны на утвержденных методических руководствах.

3.4.3. Скважинная гамма - цементометрия

Контроль за качеством цементирования обсадных колонн гамма-гамма-методами осуществляют в остановленных скважинах после извлечения технологического оборудования. Для интерпретации получаемых материалов необходимо иметь информацию о состоянии скважины. Надо знать диаметр колонны и скважины, толщину стенок обсадных колонн, количество и плотность закачиваемого цемента, способ и дату заливки, плотность промывочной жидкости в период цементирования, местоположение центрирующих фонарей, интервалов перфорации. В скважинах, стенки которой закреплены колонной обсадных труб, плотностная характеристика среды определяется толщиной и плотностью обсадной колонны, плотностью горных пород ($\delta_n \approx 2,5 - 2,8 \text{ г/см}^3$), объемом и плотностью цементного камня ($\delta_c \approx 1,8 - 1,9 \text{ г/см}^3$) или промывочной жидкости ($\delta_c \approx 1,1 - 2 \text{ г/см}^3$).

Если измерения в скважинах выполнять зондом малой длины и использовать источник мягкого гамма-излучения, то глубинность исследования будет незначительной и измеряемые значения интенсивностей будут

определяться главным образом толщиной обсадной колонны. Полученная диаграмма – гамма-гамма-толщинограмма позволяет: измерять толщину стенок обсадной колонны; определять местоположение муфт, пакеров, центрирующих фонарей; выявлять дефекты в обсадных трубах.

Применение источника средних энергий гамма-излучения, а также увеличение размера зонда позволяют увеличить глубинность исследования. В таком случае на показания прибора будет оказывать влияние плотностная характеристика среды в затрубном пространстве.

Для изучения плотностной характеристики среды в затрубном пространстве используются гамма-гамма-цементмер (ГГЦ) и гамма-гамма-дефектомер. ГГЦ регистрирует независимые кривые рассеянного гамма-излучения, а получаемая диаграмма называется цементограммой. Гамма-гамма-дефектомер обеспечивает регистрацию изменения интенсивности рассеянного гамма-излучения по периметру колонны. Если измерения выполняют по точкам, то такая кривая называется круговой цементограммой. Непрерывная кривая, записанная по стволу скважины прибором с вращающимся экраном, называется дефектограммой.

При интерпретации цементограммы и особенно при количественной обработке получаемых материалов влияние обсадных колонн необходимо учитывать. При интерпретации цементо- и дефектограмм рассматривают регистрируемые значения рассеянного гамма-излучения и величины расхождения кривых в исследуемом интервале. Характер кривых определяется положением колонны в скважине и средой, заполняющей затрубное пространство.

При определении толщины стенок труб обсадной колонны используют градуировочные графики. На толщинограмме снимают показания I_x (значение толщинограммы). Вычисляют отношение I_x к показаниям в эталонировочном устройстве $I_{эт}$. Используя величину отношения $I_x/I_{эт}$ по градуировочной кривой, шифр которой соответствует толщине стенки трубы в эталонировочном устройстве, находят искомую толщину стенки трубы. Более удобно

пользоваться шкалой толщин стенок труб, наносимой непосредственно на диаграмму. Для этого используют пересчетные коэффициенты. Чтобы перейти от шкалы в интенсивностях I_x к шкале в толщинах стенок труб обсадной колонны поступают следующим образом.

Снимают показания прибора в эталонировочном устройстве $I_{эт}$. По таблице в строке, соответствующей толщине стенки трубы в эталонировочном устройстве, находят значения пересчетных коэффициентов. Вычисляют значения интенсивности, соответствующие округленно значениям толщин стенок труб. По вычисленным значениям интенсивности на диаграмме наносят шкалу в толщинах стенок труб, которую используют при дальнейших определениях.

При качественной интерпретации цементограмм используют следующие основные характеристики:

- максимальные показания на цементограмме в исследуемом интервале I_{max} ;
- минимальные показания на цементограмме в исследуемом интервале I_{min} ;
- отношение показаний I_{max}/I_{min} ;
- максимальные показания цементограммы против каверны, заполненной цементным камнем (линия цемента) $I_{ц}$;
- максимальные показания против каверны, заполненной буровым раствором (линия раствора) $I_{р}$;
- максимальные показания против зацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия цемент – порода) $I_{цп}$;
- максимальные показания против незацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия раствор – порода) $I_{рп}$;
- минимальные показания против зацементированного участка ствола скважины при номинальном ее диаметре (линия пород) $I_{п}$.

При центрированном положении колонны, если диаметр скважины увеличен, вещество в затрубном пространстве однородно по плотности, расхождение цементограммы невелико и определяется погрешностью измерений (рис.12.а, г). Наоборот, при эксцентричном положении колонны в скважине, а также при номинальном диаметре скважины и частичном заполнении затрубного пространства цементным камнем, плотность среды по различным направлениям будет неодинакова. Это приводит к увеличению расхождения показаний (рис.12.б, в). Расхождение показаний (отношение I_{max}/I_{min}) увеличивается при увеличении эксцентриситета колонны, плотности пород и уменьшается при увеличении плотности веществ в затрубном пространстве.

Случаи эксцентричного положения незацементированной и зацементированной колонны показаны на рис. 12.

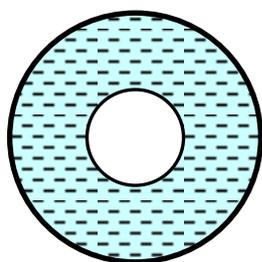


Рис.12 а

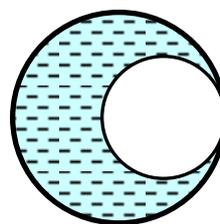


Рис.12 б

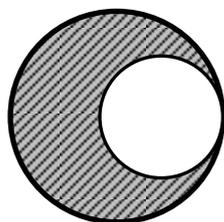


Рис.12 в

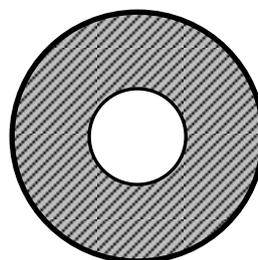


Рис.12 г

Рис. 12 Положение колонны в зацементированной и незацементированной скважине

Показания I_{\min} в значительной степени отражают плотность горных пород, а показания I_{\max} в основном плотностную характеристику вещества в затрубном пространстве.

Поскольку плотность цементного камня значительно меньше плотности горных пород, в зацементированной части скважины наиболее высокими показаниями отмечаются каверны.

При интерпретации диаграмм на участках с заведомо известной характеристикой проводят линии, соответствующие показаниям I_p , I_c , I_{cp} , I_k , и I_{rp} , затем, сопоставляя с ними результаты измерений, судят о характере заполнения затрубного пространства по стволу скважины.

Если минимальные показания близки к линии I_p , а максимальные не выходят за пределы линии I_{cp} , то, вероятнее всего, это хорошо зацементированный интервал.

Если минимальные показания близки к линии I_{cp} , а максимальные заходят за пределы линии I_p , то, очевидно, это интервал с неполным заполнением затрубного пространства цементным камнем.

Канал достаточных размеров, заполненный жидкостью, отмечается максимальными показаниями I_{\max} на цементограмме. С увеличением площади сечения канала в цементном камне показания прибора резко возрастают (см.рис.13). При наличии в цементном камне канала, заполненного жидкостью, составляющего 25% от объема кольцевого пространства, максимальные показания I_{\max} будут практически соответствовать случаю полного отсутствия цементного камня.

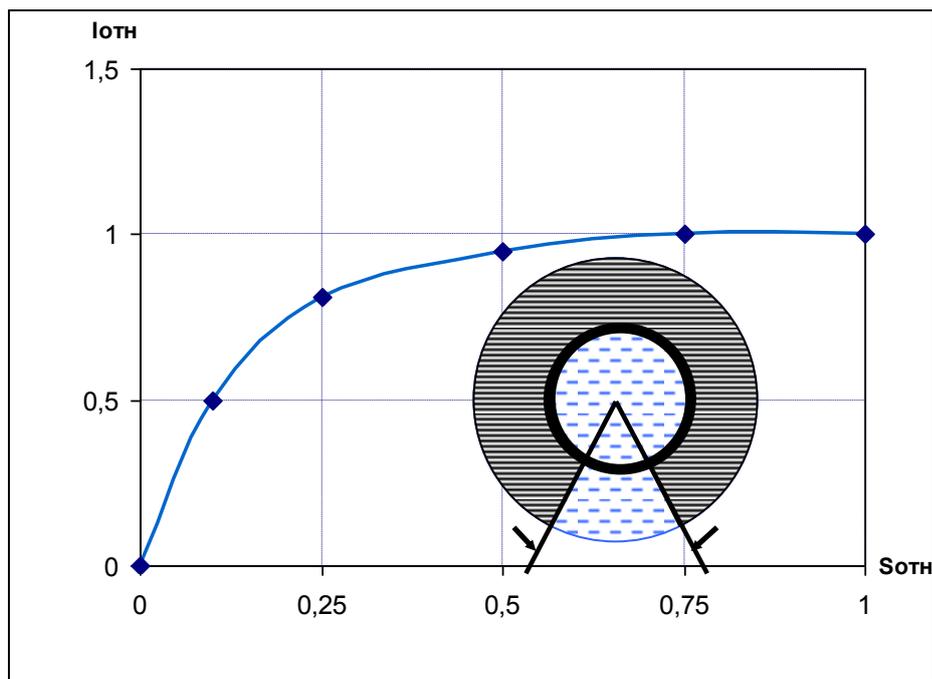


Рис. 13 Зависимость максимальных по периметру показаний СГДТ-НВ (I_{отн}) от площади сечения канала в цементном камне.

Надежность интерпретации резко повышается при использовании данных о толщине стенки обсадных труб. Учет толщины стенки колонны, осуществляемый по толщинограмме, значительно повышает эффективность интерпретации цементограмм, так как позволяет более однозначно проводить линии основных ее показаний (I_ц, I_п, I_{цп}, I_{рп}).

Обработка цементограмм проводится с целью определения значений плотности вещества в затрубном кольцевом пространстве и эксцентриситета обсадной колонны.

Плотность вещества в затрубном пространстве является наиболее информативным параметром при определении качества цементирования, так как по значению плотности можно судить о том, каким веществом заполнено затрубное пространство (буровым раствором, чистым цементным камнем, гельцементом и т.п.).

Для определения плотности вещества в затрубном пространстве и эксцентриситета обсадной колонны используются номограммы, которые отражают совместное графическое решение системы уравнений:

$$\sigma_c = f(I_0, \delta_k, \sigma_p, \varepsilon, d_c);$$

$\varepsilon = \varphi(I_{\max}, I_{\min}, \sigma_c, \sigma_p, d_c)$, где σ_c – плотность вещества в затрубном пространстве; ε – эксцентриситет обсадной колонны; δ_k – толщина стенки обсадной колонны; d_c – диаметр скважины; σ_p – плотность породы; I_0 – относительные значения цементограммы ($I_0 = I_{\max} / I_{\text{эт}}$).

Решение системы уравнений относительно σ_c и ε в общем случае возможно, если известны толщина стенки обсадной колонны, плотность пород и диаметр скважины.

Значения σ_p и ε по номограммам определяют методом последовательных приближений. Так, при определении одного из искомым значений, например σ_c , задают ожидаемые значения другой искомой величины ε . Затем по найденному значению первого уточняется значение второго. И так до тех пор, пока значения искомым величин практически будут неизменными. Можно также сначала определять значения плотности по интегральной цементограмме ($\sigma_{\text{инт}}$), на которые эксцентриситет колонны практически не влияет, затем по найденным значениям плотности $\sigma_{\text{инт}}$ определить значения эксцентриситета ε и плотности по селективным цементограммам σ_c .

Интегральная цементограмма несет информацию о средней по периметру объемной плотности вещества в затрубном пространстве, тогда как максимальные показания селективной цементограммы (I_{\max}) обусловлены минимальной по периметру плотностью вещества в затрубном пространстве. Если значения плотности, вычисленные по номограмме, по селективной и интегральной цементограммам совпадают, то вещество в затрубном пространстве однородно по плотности и по абсолютным значениям плотности (σ_c или $\sigma_{\text{инт}}$) можно сделать вывод, каким веществом заполнено затрубное пространство в определяемом интервале.

Если значение плотности, вычисленное по селективной цементограмме, будет значительно ниже (более чем на $0,2 \text{ г/см}^3$) по сравнению с плотностью, вычисленной по интегральной цементограмме, данное обстоятельство говорит о том, что в цементном камне имеется канал, заполненный буровым раствором, либо имеет место односторонняя заливка.

Таким образом, интерпретация диаграмм проводится в следующей последовательности:

1. По толщинограмме с помощью градуировочных графиков определяется толщина стенки обсадной колонны δ_k . шкала толщин наносится непосредственно на диаграмму.
2. По интегральной цементограмме определяется средняя по периметру объемная плотность вещества в затрубном пространстве $\sigma_{\text{инт}}$ по номограмме с учетом уже известной величины δ_k .
3. По селективным цементограммам определяется эксцентриситет обсадной колонны ε по номограмме с учетом плотности, определенной по интегральной цементограмме.
4. По селективным цементограммам определяется объемная плотность вещества в затрубном пространстве σ_c по максимальным в исследуемом интервале показаниям цементограммы I_{max} с учетом уже известных величин ε и δ_k .
5. Сопоставляются величины объемных плотностей, определенных по селективной и интегральной цементограммам.

Если берется условие $\sigma_{\text{инт}} = \sigma_c \pm 0,2 \text{ г/см}^3$, то в затрубном пространстве находится однородное вещество с объемной плотностью σ_c ($\sigma_{\text{инт}}$).

Если берется условие $\sigma_{\text{инт}} > \sigma_c \pm 0,2 \text{ г/см}^3$, то вещество в затрубном пространстве неоднородно по плотности (односторонняя заливка, канал в цементном камне) и качество цементирования определяется по значениям σ_c .

Выдается заключение о качестве крепления скважины, включающее информацию о высоте подъема тампонажной смеси в затрубном пространстве, об интервалах некачественного цементирования, об интервалах, содержащих

различные тампонажные смеси (чистый цемент, гелцемент и др.), а также при необходимости сведения об эксцентриситете обсадной колонны, местоположения соединительных муфт колонны, пакеров и др.

Методика интерпретации данных круговой цементометрии аналогична обработке данных СГДТ. В данном случае регистрация рассеянного гамма-излучения происходит четырехканальным центрированным зондом, четыре отдельных индикатора которого регистрируют излучение из секторов с дугой 90°. Измерения проводятся в скважинах большего диаметра, обсаженных колонной диаметром 219-273 мм.

Вследствие того, что глубинность метода гамма-цементометрии меньше, чем толщина слоя цементного камня в каверне (при достаточно больших ее размерах), максимальные и минимальные показания в хорошо зацементированной каверне будут одинаковы. Если на цементограмме провести линию показаний в зацементированной каверне I_c , то показания, выходящие за эту линию в сторону больших значений, будут отмечать зоны с неполным заполнением затрубного пространства цементным камнем (односторонняя заливка, каналы в цементном камне). Этот способ выделения интервалов с некачественным цементированием особенно удобен при интерпретации диаграмм по скважинам большого диаметра (250 – 295 мм), в которых толщина цементного кольца велика и разница показаний в каверне и неразмытой части скважины сравнительно мала.

Обработка данных ГИС, регистрируемых аппаратурой СГДТ-НВ производится в системе Gintel 97. Обработка кривых СГДТ выполняется совместно с другими методами каротажа и результатами их предварительной обработки. Результаты обработки данных СГДТ используются для подготовки заключения о качестве цементирования скважины. Gintel 97 позволяет качественно производить обработку данных СГДТ при небольших затратах времени.

3.4.4 Комплексная интерпретация данных АКЦ и СГДТ-НВ

При совместной интерпретации данных АКЦ и СГДТ для оценки качества цементирования обсадной колонны и качества разобщения продуктивных пластов предполагается следующее. Затрубное пространство с качественно зацементированным интервалом должно характеризоваться показателями качества цементирования, имеющими определенные числовые значения. Значения параметров, оценивающих рассматриваемый интервал как интервал с хорошим качеством цементирования, устанавливаются на основе анализа и обобщения данных АКЦ и СГДТ с результатами опробования и эксплуатации по предшествующим скважинам на месторождении. Такой анализ необходимо выполнять как в целом для района, так и для отдельных месторождений.

Для интерпретации материалов, зарегистрированных в кавернозных интервалах, требуется весь комплекс методов. Интерпретация проводится по следующей схеме.

По данным СГДТ рассчитывают плотность вещества в затрубном пространстве и определяют эксцентриситет колонны в скважине. На диаграмме СГДТ выделяют интервалы, в которых измеренная (вычисленная) плотность цементного кольца равна или меньше плотности цементного раствора. По данным АКЦ и ФКД выделяют интервалы разреза, в которых $t_p < t_k$ и $A_{цк} > 0$; $t_p = t_k$ и $A_{цк} > 0$; $t_p > t_k$ и $A_{цк} = 0$. Если на рассматриваемом участке $t_p < t_k$ и $A_{цк} > 0$ при выделении по ЛФК волн из породы при $\sigma_{цк} = \sigma_{цр}$, данный интервал считается зацементированным качественно и непереточным. Если при $\sigma_{цк} = \sigma_{цр}$, $t_p = t_k$ и $A_{цк} = A_k$, а по ЛФК не отмечается волн из породы, то данные интервалы относят к несформировавшемуся цементному камню.

Если $\sigma_{цк} < \sigma_{цр}$ при $A_{цк} > 0$, а ЛФК отмечают волны по колонне, то данные аномалии относят к наличию каналов со стороны колонны.

Если $\sigma_{цк} < \sigma_{цр}$ при $A_{цк} = 0$, а ЛФК коррелируются с разрезом скважины, то подобные ситуации присущи наличию канала со стороны стенок скважины. В

указанном случае допустим канал малых размеров и со стороны колонны, если его размеры находятся вне чувствительности аппаратуры АКЦ.

Интервалы, в которых $\sigma_{цк} = \sigma_{цр}$ при $A_{цк} \gg 0$ и при прослеживании по ФКД наряду с волнами по колонне волн по породе, относят к наличию зазоров между колонной и цементным кольцом.

Если $\sigma_{цк} = \sigma_{цр}$ при $A_{цк} = 0$, t_p , A_p и ЛФК коррелируются с разрезом, то в данных интервалах цементный камень считается качественным и непереточным. Выделенные каналы уточняются по эксцентricности местоположения колонны. При этом, если участки максимальной эксцентricности совпадают по глубине с каналами, то данные интервалы являются переточными с максимальной вероятностью затрубного движения жидкости.

Если выделенный канал не связан с эксцентricностью, то образование переточного канала в большей степени связано с наличием проницаемых пластов, из которых в процессе формирования цементного камня происходит приток жидкости в затрубное пространство.

3.4.5. Комплексирование методов ГИС при решении задач оценки качества цементации обсадных колонн

Наиболее полную информацию о качестве цементирования обсадных колонн и о разобщении продуктивных горизонтов можно получить на основе результатов комплексных исследований методами акустической и гамма-гамма цементометрии скважин.

Целью применения комплекса АМ – МРГИ является получение более достоверных сведений о состоянии колонны и цементного кольца на момент проведения измерений, в особенности получение информации о качестве разобщения продуктивных пластов и изоляции их от водоносных горизонтов.

По данным акустических исследований наличие цемента в заколонном пространстве, а также сцепление его с породой можно определить только при наличии контакта цементного камня с колонной. При отсутствии контакта цементного камня с колонной характер среды, заполняющей затрубное пространство, определить невозможно. Т.е. акустический метод позволяет определить характер контакта цементного кольца с колонной и породой. Данный метод контроля цементирования обсадных колонн выгодно отличается от других методов каротажа тем, что позволяет своевременно и эффективно оценить качество схватывания цементного кольца при использовании как чистых цементов, так и других тампонажных смесей, а также дает возможность изучать процесс формирования цементного кольца во времени.

Материалы гамма-гамма-цементометрии дают принципиальную возможность количественной оценки качества цементирования. Метод рассеянного гамма-излучения чувствителен к плотности вещества и является надежным индикатором наличия и распределения цементного раствора в затрубье, если плотность его превышает плотность глинистого раствора на $0,15-0,20 \text{ г/см}^3$. Однако МРГИ не чувствителен к тому, в какой фазе (жидкой или твердой) находится цемент в затрубном пространстве.

Гамма-гамма-цементометрия дает уверенные результаты при исследовании скважин большого диаметра (250-295 мм), обсаженных колонной диаметром 146 мм, т.е. когда величина цементного камня достаточна для внесения заметных изменений в плотностную характеристику среды в затрубном пространстве. При малой толщине цементного камня (диаметр скважины 190 мм, диаметр обсадной колонны 146 мм), а также при закачке цемента облегченных марок интерпретация получаемых материалов неоднозначна. В этом заключаются ограничения гамма-гамма-цементометрии. Гамма-гамма-цементометрия дает информацию об изменении плотности среды, заполняющей затрубное пространство. Наличие или отсутствие сцепления цементного камня с колонной и породой определить нельзя.

Недостаток каждого из этих методов состоит в том, что при отсутствии одного из показателей возможности определения качества цементирования резко ограничиваются, т.е. в отдельности они лишь косвенно характеризуют состояние цементного кольца. В связи с этим мы получаем геофизическую информацию не в полном объеме.

Каждый из данных методов дает необходимые сведения о герметичности затрубного пространства, но комплексное использование этих методов позволяет нам получать наиболее исчерпывающую информацию о наличии в обсадной колонне трещин, каверн и других дефектов, а также о прочности и полноте контактных связей цементного кольца с поверхностью колонны и стенками скважины.

Современная скважинная аппаратура позволяет максимально сократить время и операции по выполнению ГИС с целью контроля качества цементирования обсадных колонн. Комплексное использование акустического и радиоактивного метода реализовано в сборке МЕГА-Р. Аппаратура обеспечивает регистрацию полного волнового сигнала, гамма-каротажа, локацию муфтовых соединений и измерение водонасыщенной пористости пород, что необходимо для привязки данных волнового акустического каротажа к разрезу и оценки плотности горных пород, применяющейся при количественной обработке данных скважинной гамма-гамма цементометрии. Таким образом, полный комплекс ГИС выполняется за 2 спуско-подъемные операции – аппаратурный комплекс МЕГА-Р и прибор СГДТ-НВ.

Комплексирование методов рассеянного гамма-излучения и акустической цементометрии позволяет с меньшими затратами успешно решать задачи оценки качества цементажа обсадных колонн и контроля их технического состояния.

4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Организационно-экономический раздел

4.1.1. Характеристика предприятия

Северо-Ключевское месторождение находится в Томской области. Проектируемые геофизические исследования будут проводиться геофизической партией.

Проведение полевых работ будет производиться в соответствии с принятыми заявками, выезд на месторождения осуществляется по автодороге, покрытой асфальтированным покрытием. Ближайшие населенные пункты – п.Каргасок, п.Новый Васюган, п.Средний Васюган.

Основная часть камеральных работ и планово-экономические работы будут осуществляться в офисе предприятия в г.Томска. Предприятие располагает своей интерпретационной службой, оснащенной новейшим компьютерным и программным обеспечением.

В составе геофизической экспедиции, камерально-интерпретационной партии, которая принимает от отрядов первичные материалы (диаграммы, записи), обрабатывает их, интерпретирует и передает заказчику; экономическо-планового отдела, аппарата управления трудятся квалифицированные специалисты, имеющие большой опыт работы, связанный с данного рода исследованиями.

ООО «Томск Нефтегазинжиниринг» состоит из 4-х производственных подразделений, участков и цехов технического обеспечения, службы интерпретации, отдела научно-технического развития, обслуживающего производственные подразделения персонала и административно-управленческого персонала.

ООО «Томск Нефтегазинжиниринг» располагает 10 производственными партиями и отрядами.

Производственные подразделения обеспечены современными средствами связи (электронная почта, спутниковые телефоны, факсимильная связь) для оперативной передачи геофизической информации со скважины в вычислительный центр службы интерпретации предприятия и заказчикам работ.

Спецтехника и автотранспорт, используемые на предприятии при производстве геофизических исследований, применяются на базе автомобилей повышенной проходимости с механическим, гидравлическим и электрическим приводами лебёдки. Также для вспомогательных целей имеется легковой, грузовой специальный и автобусный парк техники.

Квалифицированный состав геофизической партии

В составе геофизической партии принимают участие 4 человека.

ИТР (Инженерно-технические рабочие):

- начальник партии;
- инженер-геофизик;
- техник-оператор.

Рабочие:

- машинист подъёмника каротажной станции.

Расчет затрат времени проектируемых работ

№ пп	Вид работ	масштаб	Ед. изм.	Объем на вид работ	Норма по СНВ, ч/100 п.м.	Затраты времени (ч)
1	Стандартный каротаж	1:500	М	2700	3	1,35
		1:200	М	2400	3	1,2
2	Кавернометрия	1:500	М	2700	3,7	1,665
3	Инклинометрия	чер. 20 м	точ.	2700	1,4	3,15
		1:200	М	2680	14,4	6,432
4	АКЦ	1:500	М	4500	3	2,25
		1:200	М	2400	6	2,4
5	Цементометрия.					
		1:200	М	300	15	0,75
6	РК (ГК, НКТ), МЛМ	1:500	М	3050	8,1	4,1175
		1:200	М	2450	16,2	6,615
7	БКЗ	1:500	М			0
		1:200	М	2400	3	1,2
8	ИК	1:500	М			0
		1:200	М	2400	4,1	1,64
9	МБК	1:500	М			0
		1:200	М	2400	8,1	3,24
10	БК	1:500	М			0
		1:200	М	2400	3,3	1,32
11	АКШ	1:500	М			0
		1:200	М	2400	7,2	2,88
12	ВИКИЗ	1:500	М			0
		1:200	М	2400	4,1	1,64
13	ГГП	1:500	М			0
		1:200	М	2400	50	20
14	Резистивиметрия	1:500	М			0
		1:200	М	2400	6,9	2,76
15	СГДТ-НВ	1:500	М	1200	6	1,2
		1:200	М	2400	12	4,8
16	СПО	-	М.	60440	1,18	11,886
18	Проезд	-	км	120	1,9	3,8
16	ПЗР на базе	-	опер.	6	58	0,058
17	ПЗР на скв.	-	опер.	6	54	0,054
19	Тех дежурство	-	ч	6	160	0,16
Итого:						86,568

Расчет затрат по видам работ

№	Вид работ	масштаб	объем		расчет затрат			
			кол-во	Ед. изм	расценка на единицу (руб.)	затрты на объем (руб.)	коэф-ты	Итого
1	Стандартный каротаж	1:500	2700	М	5,46	147,42	1,3	191,646
		1:200	2400	М	10,29	246,96	1,3	321,048
2	Кавернометрия	1:500	2700	М	5,63	152,01	1,3	197,613
		1:200		М		0		
3	Инклинометрия	чер. 20 м	2700	точ.	2,76	74,52	1,3	96,876
		1:200	2680	М	3,24	86,832	1,3	112,8816
4	АКЦ	1:500	2700	М	10,44	469,8	1,3	610,74
		1:200	2400	М	12,84	308,16	1,3	400,608
5	Цементометр.	1:500		М		0		
		1:200	300	М	24,25	72,75	1,3	94,575
6	РК (ГК, НКТ),МЛМ	1:500	2700	М	25,11	765,855	1,3	995,6115
		1:200	2450	М	50,22	1230,39	1,3	1599,507
7	БКЗ	1:500		М		0		
		1:200	2400	М	27,3	655,2	1,3	851,76
8	ИК	1:500		М		0		
		1:200	2400	М	7,24	173,76	1,3	225,888
9	МБК	1:500		М		0		
		1:200	2400	М	8,67	208,08	1,3	270,504
10	БК	1:500		М		0		
		1:200	2400	М	5,93	142,32	1,3	185,016
11	АКШ	1:500		М		0		
		1:200	2400	М	17,71	425,04	1,3	552,552
12	ВИКИЗ	1:500		М		0		
		1:200	2400	М	155,43	3730,32	1,3	4849,416
13	ГПП	1:500		М		0		
		1:200	2400	М	25,11	602,64	1,3	783,432
14	Резистивиметрия	1:500		М		0		
		1:200	2400	М	5,46	131,04	1,3	170,352
15	СГДТ-НВ	1:500	1200	М	12,45	149,4	1,3	194,22
		1:200	2400	М	24,25	582	1,3	756,6
16	СПО		60440	М	2,5	1511	1,3	1964,3
17	ПЗР на базе	-	120	ч	57,46	68,952	1,3	89,6376
18	ПЗР на скв.	-	120	ч	61,34	73,608	1,3	95,6904
19	Проезд	-	6	км	240	14,4	1,3	18,72
20	Тех дежурство	-	6	ч	64	3,84	1,3	4,992
Итого:								15634,1861

4.1.2. Организация работ вспомогательных цехов и отделов

Для организации основного процесса производства используются следующие вспомогательные цеха и участки. Планово-техническая служба (ПТС) организует работу геофизических партий (отрядов) и других подразделений по обеспечению бесперебойного круглосуточного обслуживания скважин геофизическими исследованиями с соблюдением технологии проведения работ. Задачи и функции ПТС определяются отраслевыми типовыми положениями с учетом особенностей ее деятельности.

КИП ведет приемку геофизических материалов от начальников партий (отрядов), оценку их качества и обработку, интерпретацию и выдачу заключений заказчику.

Участок по зарядке прострелочно-взрывной аппаратуры, служба радиационной безопасности, склад ВМ обеспечивает сохранность взрывчатых материалов (ВМ); склад радиоактивных веществ (РВ) – источников радиоактивных веществ, их расход и движение, а также снабжает всем необходимым геофизические партии (отряды) для проведения ПВР радиоактивными методами.

Тематические и опытно-методические партии разрабатывают методику и технологии проведения ГИС с целью повышения их эффективности и осуществляют внедрение новой техники и технологии работ. Участок по ремонту аппаратуры и кабеля выполняет профилактический и текущий ремонт и поверки скважинной и наземной измерительной аппаратуры, оборудования и геофизического кабеля.

Ремонтно-механический участок проводит техническое обслуживание, текущий ремонт транспортных средств, механизмов и оборудования, подъемников и станций.

Участок метрологии и стандартизации осуществляет комплекс операций по определению метрологических характеристик аппаратуры для проведения ГИС в специально оборудованных помещениях на поверочных установках

(устройствах) или моделях пластов (имитаторов реальных сред, стандартных образцах и т.д.).

4.1.3. Организация и планирование каротажных работ

Планирование на геологоразведочном предприятии - это процесс, в результате которого цели предприятия увязываются со способами их достижения и конкретными действиями во времени и пространстве. В результате планирования появляется система планов. Ответственные за планирование на предприятии определяют содержание и последовательность процесса формирования системы планов. Использование для этих целей схем, воспроизводящих процесс планирования, является весьма полезным. В соответствии со схемами планирования определённые операции по планированию осуществляются регулярно, примерно в один и тот же период года, что обеспечивает непрерывность этого процесса.

Организация - это этап создания реальных условий для достижения запланированных целей.

Геофизические работы на Северо-Ключевском месторождении будут проводиться в летний период. Северо-Ключевское месторождение (район проектируемых работ) расположено в Томской области. Расстояние от г.Томска (места базирования геофизической экспедиции) до месторождения составляет 525км. Проезд геофизического отряда к месту работ будет осуществляться по автодороге с асфальтобетонным покрытием, соединяющей г.Томска с месторождением.

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 течении планируемого периода выполняется на основе периодического поступления заявок со стороны заказчиков.

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 приступить 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».

Организация полевых работ начинается с завоза необходимого оборудования на скважину.

На скважине подготавливаются подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственное передвижение транспорта.

Перед скважиной, со стороны приемных мостков, на расстоянии не менее 30м от устья должна быть оборудована площадка размером 10х10 м, пригодная для установки подъемника. Площадка для установки подъемника должна обеспечивать постоянную видимость из кабины лебедчика подъемника, арматуры, а также мерного и верхнего роликов, лубрикатора и рабочей площадки.

Подготовительные работы на скважине начинаются с расстановки каротажного подъемника и станции. Затем начальник партии и буровой мастер актируют состояние скважины. При готовности скважины проводятся монтаж электрических сетей станции. Прокладываются сельсиновый кабель и заземляющие провода. Подключение лаборатории и подъемника к сети производится после окончания прокладки проводов, кабелей и заземления.

Буровая бригада и персонал партии монтируют спускоподъемные механизмы, выгружают скважинные приборы, ИТР партии проводят необходимую проверку скважинных приборов.

При подготовке и развертке оборудования, всеми работами руководит начальник партии. Загрузка при этом работников, максимальна в целях увеличения производительности и уменьшения времени работ.

При геофизических работах, полы буровой и приемных мостков, площадка вокруг устья скважины очищаются от бурового раствора, нефти, смазочных материалов. Сходни приемных мостиков должны иметь ребристую поверхность и поперечные рейки, предотвращающие скольжение.

Наземное оборудование буровой должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всего комплекса геофизических работ.

Все посторонние предметы между скважиной и подъемником, затрудняющие свободное передвижение работников партии убираются.

К каротажному кабелю подключается скважинный прибор, проверяются цепи прибора после чего он опускается в скважину и на подъеме проводят запись каротажных диаграмм.

При ведении каротажа каждый работник находится на своем месте в соответствии со своей квалификацией. Сроки работы и отдыха определяет начальник партии.

В организацию режима рабочего времени входят установленные продолжительности рабочего дня, число рабочих дней в неделю, обеденный перерыв, чередование продолжительности работы и отдыха. Для работников партии установлен ненормированный рабочий день. Время начало работы устанавливается в зависимости от заявки.

При работе по заявке заказчика на скважине комплекс геофизических работ предусмотренных одной заявкой, как правило, превышает норму продолжительности рабочего дня. При данных условиях начальник партии должен предоставить своим подчиненным время для отдыха и приема пищи.

Социальная ответственность при геофизических исследованиях скважин с целью изучения пород-коллекторов на Северо-Ключевском месторождении нефти (Томская область).

4.2. Производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ

Проектируемые геофизические работы для определения качества цементирования при подготовке скважины к эксплуатации методами ПГИ будут проводиться на Северо-Ключевском месторождении.

Северо-Ключевской лицензионный участок в административном отношении находится в Томской области.

Работы на данной площади будут проводиться в летнее время года.

Гидрографическая сеть в районе работ представлена левыми притоками р.Нюролька, которая в свою очередь является притоком р.Васюган.

В геоморфологическом отношении территория района представляет площади равнинный, частично всхолмленный рельеф. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +64 до +103м.

В орографическом отношении месторождение расположено на слаборасчлененной равнине, местность заболочена до 20 % и залесенность 80%.

Климат района резко континентальный. Зима холодная, суровая, продолжительная, с сильными ветрами и метелями. Лето сравнительно короткое, но довольно теплое, с непродолжительным безморозным периодом, максимальные летние температуры +35. Среднегодовое количество осадков - 500-550мм. Относительная влажность воздуха изменяется от 59% до 78%.

Населенные пункты непосредственно на площади месторождения отсутствуют. Ближайшие населенные пункты – п.Каргасок, п.Новый Васюган, п.Средний Васюган.

4.2.1. Производственная безопасность

Геофизические исследования в скважинах должны производиться с учетом требований единых правил безопасности.

Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы рассмотрены в табл.16

Таблица 16

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении геофизических работ

Этапы работ	Наименование запроектованных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74) [9]		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	Геофизические исследования в скважинах: акустическая цементометрия, гамма- гамма-дефектометрия-толщинометрия, термометрия, локатор муфт, РКР (радиоактивный каротаж с использованием радионуклида Na ²⁴), гамма-каротаж.	1.Электрический ток	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	ГОСТ 12.1.019-79 [16] ГОСТ 12.1.030-81 [17] ГОСТ 12.1.038-82 [18]
		2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	2.Превышение уровней шума	ГОСТ 12.1.003-83 [13] ГОСТ 12.2.003-91 [14] ГОСТ 12.2.062-81 [20] ГОСТ 12.4.125-83 [21]
		3.Пожаро опасность*	3.Недостаточная освещенность рабочей зоны (в ночное время суток)	СНиП 23-05-95 [23] СНиП 21-01-97 [24] ГОСТ 12.1.004-91 [11]
			4.Превышение уровня ионизирующих излучений	ОСПО РБ-99 [10] НРБ-99 [12] СанПиН 2.6.1.1202-03. [30]

Камеральный	Обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	1.Электрический ток	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении	СанПиН 2.2104.4.548-96 [29] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [31] ГОСТ 12.1.030-81 [17]
		2.Пожароопасность*	2.Превышение уровней шума	ГОСТ 12.1.038-82 [18] ГОСТ 12.1.019-79 [16] СНиП 2.04.05-91 [26] СНиП П-12-77 [28]
			3.Недостаточная освещенность рабочей зоны	СНиП 21-01-97 [24] СНиП 23-05-95 [23] СНиП2.2.1/2.1.1.1278-03[32]

Примечание*: Пожароопасность рассмотрена в главе 4.2.2

АНАЛИЗ ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ

Опасные производственные факторы - это факторы, воздействия которых на работающего в определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

ПОЛЕВОЙ ЭТАП

1. Электрический ток

Электрическую опасность формируют электрические установки (геофизические станции для регистрации), приборы (геофизические приборы), прикосновение к токоведущим частям электрооборудования.

Действие электрического тока на организм человека носит многообразный характер. Электрический ток действует на центральную нервную систему, вызывая судорожные сокращения мышц и их паралич. Паралич дыхательной мускулатуры или мышц сердца может привести к смертельному исходу.

При работе с электрическим током нужно соблюдать требования по электробезопасности (ГОСТ 12.1.030-81 [17], ГОСТ 12.1.019-79 [16], ГОСТ 12.1.038-82 [18]).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Суммарная величина сопротивления заземления (сопротивление заземляющего провода станции и контура заземления буровой установки) не должна превышать 10 Ом.

При работе на буровой запрещается пользоваться силовой сетью напряжением выше 380 В. Для подключения геофизической станции к силовой сети у скважины на расстоянии не далее 40 м от площадки для установки геофизической спецтехники должен быть установлен щит с отключающим устройством и унифицированной четырехполюсной розеткой на напряжение 380 В и трехполюсной на 220 В с заземляющими контактами. Розетки должны быть рассчитаны на силу тока не менее 25 А.

Подключение к щиту с розетками осуществляет лицо, имеющее соответствующую категорию допуска к электросетям. При отсутствии электрического щита подключение к промышленной электрической сети и отключение от нее производит только электромонтер промысла.

В состав инструмента лаборатории должен быть включен набор инструментов и оборудования, обеспечивающий электробезопасность. В состав набора должны входить следующие предметы: резиновые перчатки, резиновый коврик, плоскогубцы и отвертки с изолированными ручками.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- устройством защитного заземления;

- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;

- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний
- устройством зануления;
- применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с полевым оборудованием (геофизическими приборами, геофизическим кабелем, подъемником и т.д.) происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062.-81 [20], ГОСТ 12.4.125-83 [21] ГОСТ 12.2.003-91 [14]).

Перед выездом геофизического отряда на скважину начальник отряда получает заявку заказчика, в которой указываются технические данные, место расположения скважины и время ее готовности, перечень и объем геофизических исследований. Согласно этой заявке отряд готовится к выезду на скважину: проверяется исправность автомобиля, оборудования, приборов, инструментов, кабеля, тормозной системы подъемника и системы его управления и т.п., чтобы обеспечить проведение геофизических работ без аварий и несчастных случаев.

Перед началом транспортирования каротажного подъемника закрепляют все оборудование, приборы, инструменты и запасные части, находящиеся в кузове подъемника.

Начальник отряда и представитель заказчика составляют акт проверки готовности скважины к геофизическим исследованиям. Акт подписывают буровой мастер, геолог, энергетик и начальник отряда.

После этого устанавливают подъемник против мостков так, чтобы машинист хорошо видел устье скважины, и чтобы ось барабана лебедки была горизонтальна и перпендикулярна к устью. Под колеса подъемника устанавливают упоры. Необходимо обеспечить, чтобы выхлопные газы двигателя внутреннего сгорания не попадали в кабину и кузов автомашины, что достигается соответствующим расположением выхлопных труб.

Грузы, скважинные приборы (зонды), блоки и прочее оборудование следует выгружать из каротажного подъемника и погружать в него под наблюдением начальника отряда, при этом предельный груз для каждого рабочего не должен превышать 50кг – для мужчин старше 18 лет.

Перед спуском прибора в скважину необходимо проверить исправность механизмов каротажного подъемника, ограждение вращающихся частей, работоспособность тормозной системы от основного и дублирующего приводов, надежность укрепления скважинного прибора (зонда) и груза к кабелю.

Во время спуска кабеля в скважину и подъема из нее запрещается наклоняться над кабелем, переходить через или под кабелем, браться руками за движущийся кабель, останавливать его движение руками при отказе тормозной системы. Запрещается при проведении ГИС поправлять и устанавливать наружные метки на кабеле, откусывать торчащие из него проволоки оплетки и заправлять их концы, производить ремонт движущихся частей оборудования, а также находиться рядом с кабелем между лебедкой и устьем скважины.

При спуске кабеля в скважину на барабане лебедки должно оставаться не менее половины последнего ряда витков.

Скорость передвижения прибора при подходе к забою скважины, к воронке бурового инструмента и к устью скважины должна быть снижена до

500 м/час. Допустимая скорость подъема скважинного прибора на остальных участках – до 5000 м/час.

КАМЕРАЛЬНЫЙ ЭТАП

1. Электрический ток

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть. Работая с такими электроприборами, как системный блок и монитор существует опасность электропоражения в следующих случаях: при непосредственном прикосновении с токоведущими частями во время ремонта ПЭВМ; при прикосновении к токоведущим частям, оказавшимся под напряжением; при соприкосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82 [18].

Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое (проявляется в ожогах тела человека) электролитическое (проявляется в разложении органических жидкостей тела и нарушения их физико-химического состава) и биологическое (проявляется как раздражение и возбуждение живых тканей организма и сопровождается непроизвольными судорожными сокращениями мышц) действие.

При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81 [17], ГОСТ 12.1.038-82 [18], ГОСТ 12.1.019-79 [16]).

Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения токов напряжением до 1000В с частотой тока 50Гц не должна превышать значений: при продолжительности воздействия до 1сек. предельно допустимый уровень напряжения должен быть не более 200-100В. (ГОСТ 12.1.038-82 [18])

Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [25] различают следующие помещения с точки зрения поражения людей электрическим током:

-помещения с повышенной опасностью, при наличии одного из условий повышенной опасности: влажность $> 75\%$, сырость; токопроводящая пыль; токопроводящих полов (металлических, железобетонных, земляных, кирпичных) и т.д.

-особо опасные помещения при наличии одного из условий опасности: влажность $> 100\%$, особой сырости; химической активности среды; существования двух или и более условий повышенной опасности.

-помещения без повышенной опасности поражения людей электрическим током характеризуется отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность.

Камеральное помещение относится к помещениям без повышенной опасности так как электрооборудование подбирается с учетом указанных характеристик

помещений и наружных установок по степени опасности поражения током, взрыва и пожара.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих требований:

-устройство электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

-устройство защитного заземления;

-защита от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;

-проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;

-применение специальных схем защитного отключения. ГОСТ 12.1.019-79 [16]

АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ ФАКТОРОВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ

Вредные производственные факторы – это те производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности.

ПОЛЕВОЙ ЭТАП

1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Метеоусловия - это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Работы на данной площади будут проводиться в летнее время года.

Параметры микроклимата оказывают непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. Установлено, что при температуре воздуха более +25⁰С работоспособность человека начинает падать.

Во время работы в условиях высоких температур у рабочих значительно усиливается потоотделение. Для рабочих на скважинах северных районов разработана летняя спецодежда, а также рукавицы со специальными покрытиями.

Вопросы снабжения работающих питьевой водой имеют весьма важное значение в деле обеспечения нормальных условий труда. Если вода подается не из городского водопровода, перед употреблением ее должна исследовать местная санитарно-эпидемиологическая станция. После разрешения санэпидемстанции вода может быть допущена к употреблению в качестве питьевой. Температура питьевой воды не должна превышать 20⁰С и быть ниже 8⁰С.

ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникать аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, также резиновые верхонки.

2. Превышение уровня шумов

Основным источником шума при работе на буровых является дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне частот от 16 до 20 тысяч Гц. Сильный шум, действуя на органы слуха, может привести к полной глухоте или профессиональной тугоухости. При этом нарушается нормальная деятельность нервной, сердечно-сосудистой систем, возникают хронические заболевания. Нормирование шума с частотой до 11 кГц производится в зависимости от характера работ. ГОСТ 12.1.003-83 [13]

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом СНиП П 12-77 [28]:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;
- экранирование шума преградами;

- звукоизоляция кожухами;
- использование звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочего места характеризуется освещенностью. По источнику излучения светового потока различают: естественное, искусственное и совмещенное освещение. Естественный свет, излучаемый солнцем, несет необходимые человеку ультрафиолетовые лучи и обладает высокой диффузностью, которая благоприятна для зрительных условий работ. Помещения с постоянным пребыванием людей, должны иметь естественное освещение. Расчет естественного освещения предусматривает определение требуемой площади световых проемов, методика которого приводится в СНИП 23.05-95 [23].

В ночное время безопасное выполнение работ и передвижение людей должно обеспечиваться достаточным освещением буровой, площадки перед скважиной, лаборатории и лебедочного отделения. Нормы освещенности на геофизических работах являются следующими:

20 люкс – территория работы персонала, подвесной блок, трасса силовых и соединительных проводов;

50 люкс – наземный блок-баланс, места подключения силового кабеля, заземления, трасса движения кабеля;

100 люкс – место выполнения работ скважинными и измерительными приборами;

200 люкс – места для установки датчиков измерительных приборов.

Рабочее освещение нормируется СНИП 23.05.95 [23] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и

яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации. Освещенность территории при полевых работах осуществляется прожекторами - приборы дальнего действия.

4. Превышение уровня ионизирующих излучений

ГИС относится к 1 категории радиоактивных работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского и гамма-излучения ОСПО РБ-99 [10]. НРБ-99[12].

Лица, направляемые на работу с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений, предварительно проходят медицинское освидетельствование. Допускаются к работе только те, кто не имеет медицинских противопоказаний. В период работы они подвергаются периодическому медицинскому осмотру.

Дозу гамма-излучения за рабочий день определяют с помощью карманных дозиметров путём пересчёта 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).

Все лица, работающие с радиоактивными веществами, должны быть обучены безопасным приемам работы, знать правила пользования санитарно-техническими устройствами и защитными приспособлениями, а также правила личной гигиены.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила ОСПОРБ-99 [10]: использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ; выполнять операции с источниками излучений в течении очень короткого времени; проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент; применять защитные средства в виде контейнеров,

экранов и спецодежды; осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

Радиоактивные вещества хранят в переносных контейнерах, которые в зависимости от активности находятся в специальных сейфах или колодцах. Ответственность за хранение радиоактивных веществ несет работник, назначенный приказом по предприятию. Он также принимает и выдает РВ начальникам отрядов с разрешения руководителя предприятия, что фиксируется в журнале учета и движения РВ.

По прибытию на скважину контейнер с радиоактивным источником относят на расстояние не менее 10 м от места работы и ведут за ним постоянное наблюдение. Перед установкой в скважинный прибор источник извлекается из контейнера с помощью дистанционного приспособления (манипулятора). После подъема прибора из скважины радиоактивный источник немедленно перекладывают в контейнер.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности, необходимой для данного вида работ;
- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

КАМЕРАЛЬНЫЙ ЭТАП

Отклонение показателей микроклимата в помещении

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей.

Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 [15]. Этот ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы. Метеорологические условия производственной среды складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности и от нагретых предметов. К приборам, которые являются источниками теплоты, относятся вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

Таблица 17

**Оптимальные параметры, микроклимата для помещений, где
установлены компьютеры СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [31]**

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный	температура воздуха в помещении	22-24 ⁰ С
	относительная влажность	40-60%
	скорость движения воздуха	до 0.1м/с
Теплый	температура воздуха в помещении	23-25 ⁰ С
	относительная влажность	40-60%
	скорость движения воздуха	0.1-0.2м/с

Параметры микроклимата, которые приведены в табл. 17, являются оптимальными для пользователей ПЭВМ при легкой работе.

Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ПЭВМ необходимо применять системы отопления и кондиционирования или эффективную проточно-вытяжную вентиляцию. Приточно-вытяжная система вентиляции состоит из двух отдельных систем приточной и вытяжной, которые одновременно подают в помещение чистый воздух и удаляют из него загрязненный. Приточные системы вентиляции также возмещают воздух, удаляемый местными отсосами и расходуемый на технологические нужды. СНиП 2.04.05-91 [26]

В помещении с ПЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка. Запыленность в данных помещениях не должна превышать 0.5мг/м^3 . Поэтому нельзя открывать окна, форточки и необходимо применять местную систему кондиционирования воздуха и системы механической вентиляции. Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры, приведены в табл.18

Таблица 18

Нормы подачи свежего воздуха в помещения, где расположены компьютеры

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого воздуха, м^3 / на одного человека в час
Объем до 20 м^3 на человека	Не менее 30
$20\text{-}40\text{ м}^3$ на человека	Не менее 20
Более 40 м^3 на человека	Естественная вентиляция

2. Превышение уровней шума

Источниками шума и вибрации на рабочем месте с компьютерами являются сами вычислительные машины (встроенные вентиляторы, принтеры и т.д), системы вентиляции и другое оборудование.

Сильный шум вызывает трудности в распознавании цветовых сигналов, снижает быстроту восприятия цвета, остроту зрения, зрительную адаптацию, нарушает восприятие визуальной информации, снижает способность быстро и точно выполнять координированные движения, уменьшает на 5-12% производительность труда.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 [13] нормируемой шумовой характеристикой рабочих мест при постоянном шуме являются уровни звуковых давлений в децибелах в октавных полосах. Совокупность таких уровней называется предельным спектром (ПС), номер которого численно равен уровню звукового давления в октавной полосе со средне геометрической частотой 1000Гц. В табл.19 приведены допустимые уровни звукового давления на рабочем месте.

Таблица 19

Допустимые уровни звукового давления на рабочем месте

ГОСТ 12.1.003-83 [13]

Помещение	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц								Номер ПС	Уровн и звука дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Для персонала, осуществляюще го эксплуатацию ЭВМ	71	61	54	49	45	42	40	38	ПС 45	50

Для снижения уровня шума в помещениях при камеральных работах применяют архитектурно-строительные решения:

- 1) устройство подвесного потолка, который служит звукопоглощающим экраном;

- 2) использование звукопоглощающих материалов с максимальными коэффициентами в области частот 63-8000Гц для отделки помещений;
- 3) уменьшение площади стеклянных ограждений и окон для защиты от транспортного шума;
- 4) установка особо шумящих устройств на упругие прокладки;
- 5) применение на рабочих местах звукогасящих экранов;
- 6) использование однотонных занавесей из плотной ткани, подвешенных в складку на расстоянии 15-20см от ограждения.

Уровень вибрации в помещениях может быть снижен путем установки оборудования на специальные фундаменты и виброизоляторы.

3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем - при недостаточном естественном освещении. Источниками света при искусственном освещении являются газоразрядные лампы низкого и высокого давления (лампы ДРЛ) и лампы накаливания.

Согласно санитарно-гигиеническим требованиям рабочее место инженера программиста при камеральных работах должно освещаться естественным и искусственным освещением. Согласно действующим Строительным нормам и правилам для искусственного освещения регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест, а для естественного и совмещенного коэффициент естественной освещенности КЕО, % (табл.20), который представляет собой отношение освещенности в данной точке внутри помещения к одновременно измеренной наружной горизонтальной освещенности под открытым небом.

Таблица 20

Параметры систем естественного и искусственного освещения на рабочем месте СНиП 23-05-95 [23]

Характеристика	Размер	Нормы КЕО, %
----------------	--------	--------------

зрительной работы	объекта различия, мм	Естественное освещение	Совместное освещение
Средняя точность	0,5-1,0	1,5	0,9

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95 [23]. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна и обеспечивать КЕО. СНиП рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии и пользователя.

В качестве источников искусственного освещения используются люминисцентные лампы, которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещениях следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп. Требования к освещенности в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой и средней точности общая освещенность должна составлять 300-500лк, а комбинированная – 750лк. СНиП 23-05-95 [23]

4.2.2. Пожарная и взрывная безопасность

Пожарная и взрывная безопасность – это система организационных и технических средств, направленная на профилактику и ликвидацию пожаров и взрывов.

Причинами возникновения пожаров на производстве являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушения технологического процесса. ГОСТ 12.1.004-91 [14].

Опасность возникновения пожаров на предприятиях нефтяной и газовой промышленности определяется, прежде всего, физико-химическими свойствами нефти, попутного нефтяного и природного газа, которые добываются, транспортируются и используются в процессе производства.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

Работники геофизических отрядов должны строго соблюдать противопожарные правила: содержать в чистоте и порядке подъемники и лаборатории; иметь в подъемниках и лабораториях первичные средства тушения пожара (огнетушители- порошковые 1шт (на каждую машину), топор-1шт, лопату-2шт, ведро-1шт и т.д.) и не использовать их для других целей; курить на территории промысла только в специально отведенном для этого месте; пользоваться открытым огнем (костром, факелом) на расстоянии не менее 15м от буровой и не менее 10м от подъемника; перевозить жидкие горючие материалы в плотно закрывающихся бачках, банках; переливать их с помощью насоса, шланга.

Для защиты от действия молнии устраивают молниеотводы. Это заземленные металлические конструкции, которые воспринимают удар молнии и отводят ее ток в землю.

4.2.3. Экологическая безопасность

Геологические организации в своей практической деятельности обязаны соблюдать законы об охране окружающей природной среды и проводить мероприятия, направленные на ее сохранение. Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 г..

Мероприятия по охране недр предусматривают, прежде всего, решение вопросов комплексного и полного их изучения, составной частью которого являются геофизические исследования скважин. При проектировании и производстве геофизических работ в скважинах работники геофизической службы принимают меры по предотвращению загрязнения окружающей среды при геологоразведочных работах: по охране недр, вод, почв, лесов, воздушной среды, рыбных богатств внутренних водоемов, животного мира и т.д. В связи с этим при геофизических исследованиях бурящихся и эксплуатационных скважин работники отрядов не должны допускать разлива нефти и нефтепродуктов, утечки газа, загрязнения водоемов нефтепродуктами, химикатами и мусором, использования деловой древесины при разведении костров, нарушения противопожарных правил, а также по возможности сокращать время работы двигателей внутреннего сгорания автомобилей. С площадок перед буровыми, отведенными для установки геофизических подъемников и лабораторий, должны удаляться остатки бурового раствора, нефтепродуктов и хозяйственный мусор.

При утере источника ионизирующего излучения начальник отряда немедленно сообщает об этом в милицию, органам санитарного надзора и руководству предприятия. О случившемся составляется акт.

Мероприятия по охране окружающей природной среды предусматриваются в проектах и сметах на производство геофизических

исследований скважин. На расходы, связанные с проведением, геофизическим организациям выделяются необходимые ассигнования.

За нарушение законов об охране окружающей природной среды виновные несут ответственность – уголовную, административную и дисциплинарную.

Таблица 21

Вредные воздействия и природоохранные мероприятия при производстве геофизических работ

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Предохранительные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязнённой земли и т.д.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, посёлков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесённых территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора

	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлороторные и др.)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
		Продолжение Таблица 21
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ При бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Полная герметизация всего Технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса предохранительных мероприятий, планирование работ с учётом охраны животных

4.2.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, а также при нарушении различных мер безопасности. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий:

1. При лесном пожаре. В случае невозможности ликвидировать пожар и угрозе домам необходимо сообщить на базу отряда, немедленно обесточить здание и приступить к перебазировке отряда в безопасное место. Сообщить о пожаре местным органам власти, лесхозу.

2. Пожар в здании. Необходимо обесточить здание. Для эвакуации людей, застигнутых пожаром, выбирают наиболее безопасные пути – лестничные клетки, двери и проходы.

3. При несчастном случае необходимо оказать пострадавшему первую медицинскую помощь, по возможности организовать его доставку в больницу, сообщить на базу отряда.

4. Стихийные бедствия – явления природы, которые вызывают экстремальные ситуации (наводнения, ураганы, смерчи, землетрясения и др.).

5. При передаче органами гражданской обороны по трансляционной сети сигналов «Радиационная опасность», «Химическая тревога» необходимо остановить производство и покинуть помещение или район работ в соответствии с планом эвакуации. Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение аварий, чрезвычайных ситуаций, стихийных бедствий не вызывало замешательства и трагических последствий.

При утрате взрывчатого материала (ВМ), а именно при хищении или потере необходимо руководствоваться «Инструкцией о порядке технического расследования и учета утрат ВМ в организациях, на предприятиях и объектах, подконтрольных Госгортехнадзору РФ.

Работник, обнаруживший утрату ВМ, незамедлительно сообщает ответственному руководителю взрывных работ и он в свою очередь сообщает начальнику партии об утрате ВМ.

Начальник партии в случае утраты ВМ обязан в течение суток сообщить:

- 1) руководству ОАО «ТомскНефтегазинжиниринг»;
- 2) в Федеральную службу безопасности по Томскому району;
- 3) в разрешительную систему МВД Томского района;
- 4) в прокуратуру Томского района.

Начальник партии обязан обеспечить:

1. сохранность производственной обстановки;
2. сохранность документов и предметов, связанных с утратой ВМ;
3. до прибытия комиссии прекратить на месте происшествия все работы, кроме работ связанных с предупреждением возможных дальнейших утрат ВМ, со спасением людей или ликвидацией аварийной ситуации;
4. принять меры по розыску и возвращению утраченных ВМ.

При несчастных случаях на производстве необходимо руководствоваться «Положением о расследовании и учета несчастных случаев на производстве».

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец несчастного случая извещает немедленно руководителя работ, который обязан:

- немедленно организовать первую медицинскую помощь пострадавшему и при необходимости доставку его в учреждение здравоохранения;
- сообщить начальнику партии о происшедшем несчастном случае;

- принять неотложные меры по предотвращению развития аварийной ситуации и воздействия травмирующего фактора на других лиц;
- сохранять до начала расследования несчастного случая обстановку, какой она была на момент происшествия (если это не угрожает жизни и здоровью других людей и не приведет к аварии), в случае невозможности её сохранения – зафиксировать сложившуюся обстановку (схемы, фотографии т. п.)

Государственные стандарты (ГОСТы)

1. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
2. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
3. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
4. ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест
5. ГОСТ 17.0.0.01-76 (2000) - Система стандартов охраны природы

4.3. Сметная стоимость по проекту геофизических работ (СМ-1)

Таблица 22

Общая сметная стоимость геофизических работ

Наименование работ из затрат	Объём		Еденич. Расценка	Итого (т.р)
	Еден. Измер.	Кол-тво		
Основные расходы				
Проектно-смет. Работы				201 740
ГИС				859 098
Итого полевых работ				1 060 838
Организация пол. Раб.	%	1,4		14 851
Ликвидация Полев работ	%	1,3		13 790
Камеральные работы	%	30		318 251,6
ИТГО Сумма ОР				1 407 732
Сопутствующие работы и затраты				
Транспортировка	%	10		140 773,3
ИТОГО себистоемость проекта				1 548 506

Накладные расходы	%	30		422 319
ИТОГО				1 970 826
Плановые накопления	%	25		1 513 312
Компенсированные затраты				
Произв. Командировки	%	0,5		7 038
Полевое довольствие	%	3		42 232
Доплаты и компенсации	%	8		112 618
Охрана природы	%	5		70 386
ИТОГО Компенсир. затрат				232 275
Резерв	%	10		140 773
Итого сметная стоимость				5 405 694
С учётом НДС	%	18		6 486 832

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств (Охрана труда). Учеб. пос. для вузов // П.П.Кукин, В.Л. Лапшин и др. – М.: Высш. шк., 1999 г -318 с.
2. Костютин Ю.И. Методика радиоактивного каротажа короткоживущими радионуклидами (РКР) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 1994. Вып.7.
3. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М., «Недра», 1978.256с.
4. Добрынин В.М, Вендельштейн Б.Ю, Резванов Р.А, Африкян А.Н. Промысловая геофизика: Учеб. Для вузов. Под ред. Д. Г.-м. н. В.М. Добрынина, к.т.н. Н.Е. Лазуткиной – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. - 400 с
5. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., «Недра», 1972, с.312
6. Крючатов Д.Н., Перельман И.Ф. Опыт промышленного применения технологии радиоактивного каротажа с использованием короткоживущего радионуклида натрия-24 на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» НТВ «Каротажник». Тверь: Издательство АИС.2002. Выпуск №-93.
7. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф., Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод.пособие. – Томск: ТПУ, 2003. – 144с.
8. Охрана труда в вычислительных центрах. Уч. пособие для студентов // Ю.Г. Сибаров и др. – М.: Малико, 1990.-192 с.
9. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
10. ОСПО РБ-99 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
11. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
12. НРБ-99 - Нормы радиационной безопасности.
13. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
14. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
15. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-технические требования к воздуху рабочей зоны.

16. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
17. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
18. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
19. Безопасность жизнедеятельности. Защита населения и территории при ЧС – М: Ростов на Дону 2003г.
20. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
21. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация.
22. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
24. СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений.
25. ПУЭ - Правила устройства электроустановок.
26. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
28. СНиП П-12-77 Защита от шума.
29. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
30. СанПиН 2.6.1.1202-03. Гигиенические требования к использованию закрытых радионуклидных источников ионизирующего излучения при геофизических работах на буровой скважине.
31. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
32. СНиП 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.