**«**Комплекс геолого-технологических исследований для выделения продуктивных пластов в поисково-разведочных скважинах Тевлинско-Русскинского нефтяного месторождения».

**Оглавление**

Введение

I. Общая часть

Глава 1. Географо-экономическая характеристика района работ

Глава 2. Краткая история геолого-геофизического изучения района работ

Глава 3. Геологическое строение района работ и объекта работ Тевлинско - Русскинского месторождения

3.1. Стратиграфия и литология

3.2. Тектоника

3.3. Гидрогеология

3.4. Полезные ископаемые

3.5. Нефтегазоносность

II. Специальная часть

Глава 1. Петрофизическое описание объектов исследования

Глава 2. Геолого-технологические задачи, решаемые по данным ГТИ

Глава 3. Комплексы ГТИ для скважин разного назначения

Глава 4. Аппаратура станции ГТИ исследования скважин

Глава 5. Методика исследования скважин

Глава 6. Газовый каротаж

Глава 7. Оценка качества геолого-технологического материала.

Глава 8. Методика интерпретации

Глава 9. Результаты геологических исследований

III. Проектная часть

Глава 1. Усовершенствованные комплексы исследования скважин

Глава 2. Рекомендации по усовершенствованию датчиков

### Глава 3. Система удаленного контроля и управления процессом строительства скважин

**Глава 4. Технико-экономические показатели проектируемых работ 98**

Глава 5. Мероприятия по охране природы, охране труда и технике безопас-

ности

Заключение

Литература

Список графических приложений

**Введение.**

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины, без простоя в работе буровой бригады и бурового оборудования; решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Цель данной дипломной работы показать на примере 3-х поисковых скважин Тевлинско-Русскинского месторождения использование ГТИ для изучения геологического строения разреза скважины и выявление продуктивных пластов.

Предпосылкой для постановки поисково-разведочного бурения на нефть и газ в пределах изучаемой площади послужило то, что на соседних месторождениях была выявлена промышленная нефтеносность от среднеюрских до готерив-барремских отложений нижнего мела.

Основной целью поисково-разведочных работ является уточнение геологической модели Тевлинско-Русскинского месторождения на основании новых данных, поиск и разведка новых залежей нефти в пределах лицензионного участка, прирост запасов категории С1 за счет бурения новых скважин.

Регистрация параметров велась с помощью программного обеспечения производства НПФ «Геофизика» (г. Уфа), обработка и визуализация геолого-технологических исследований производилась в специализированном программном пакете «GeoData».

Материал для своей дипломной работы я получил, работая геологом в партии геолого-технологических исследований в ОАО «Когалымнефтегеофизика».

**I. Общая часть**

**Глава 1.** **Географо-экономическая характеристика района работ**

**Географическое положение месторождения.** Тевлинско-Русскинское месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской низменности в пределах Сургутской низины, включает в себя водораздел рек Аган и Ватьеган и согласно физико-географическому районированию, относится к Приобской провинции подзоны среднетаежных лесов лесной зоны.

**Административное положение месторождения.** Тевлинско-Русскинское месторождение расположено в пределах Сургутского района Хантымансийского автономного округа (ХМАО) Тюменской области, в 88 км к северо-востоку от г. Сургута и 115 км на юго-запад от г. Ноябрьска.

Находится в зоне активной промышленной разработки многих месторождений, запасы которых утверждены в ГКЗ СССР. Ближайшими наиболее крупными эксплуатируемыми месторождениями являются: Холмогорское расположенное в 40 км к северу, Южно-Ягунское в 20 км на восток, Дружное в 50 км на восток, Карамовское в 75 км на север, Федоровское и Когалымское непосредственно граничащие с Тевлино-Русскинским месторождением.

**Коммуникации и обустройство**. Непосредственно на Тевлинско-Русскинской площади населенных пунктов нет, за исключением деревни Русскинские.

Восточнее района месторождения на расстоянии порядка 50 км проходит трасса газопровода Уренгой-Челябинск, в 27 км - трасса нефтепровода "Холмогорское-Федоровское месторождения" и ряд трасс местного значения.

Район работ пересекает бетонная дорога Сургут-Холмогорское месторождение. В Сургуте имеются крупный речной порт на Оби, аэродром и железнодорожная станция.

Транспортировка крупногабаритных грузов от г. Тюмени до площади работ осуществляется круглогодично по железной дороге Тюмень-Сургут-Уренгой. До ближайшей станции Когалымская, расположенной на востоке от месторождения, около 39 км. В период навигации грузоперевозки осуществляются водным путем - по рекам Тура, Тобол, Иртыш, Обь, Тромъеган. В период осенне-весенней распутицы и для доставки срочных грузов используется авиатранспорт. В зимнее время

транспортировка грузов и оборудования буровых установок производится гусеничным или автотранспортом по зимникам после полного промерзания болот.

**Природно-климатические условия района и месторождения.** В орографическом отношении изучаемая территория представляет собой пологую озерно-аккумулятивную равнину, значительно переработанную процессами денудации, абсолютные отметки которой колеблются в пределах от +61 м на юге до +90 м на севере.

Гидрографическая сеть представлена рекой Тромъеган и ее наиболее крупными притоками: Энтль-Имиягун, Тлятты-Ягун, Кирилл-Выс-Ягун, Ингу-Ягун, Орть-Ягун и др., которые пересекают район работ с севера на юг. Они имеют сильно меандрирующие русла, сохранившиеся старицы, множество мелких притоков, обширные поймы и медленное течение. Благодаря равнинности рельефа и слабому дренажу широко распространены болота и многочисленные озера, количество которых достигает до 30 на 1 км2. Основная масса озер имеет небольшую величину, наиболее крупные из которых: оз.Яккун-Лор, оз.Сорым-Лор, оз.Ерэм-Лор, оз.Музкэн-Лор и др.

Озера, в основном, неглубокие (3-6 м). В зимнее время часть из них промерзает до дна.

Район работ характеризуется континентальными климатическими условиями, которые формируются под воздействием холодных воздушных масс Полярного бассейна и теплого воздуха Азиатского материка. Зимой давление воздуха над Карским морем ниже, чем над сушей.

В это время года градиент давления направлен с юга на север, что ведет к преобладанию ветров южного и юго-западного направлений. Летом наоборот, материк нагревается больше поверхности Карского моря.

Направление градиента давления меняется на обратное, это и ведет к господству в летнее время северных ветров. Среднегодовая скорость ветра составляет 57 м/сек. Климат района отличается коротким летом и холодной продолжительной зимой. Самым холодным месяцем в году является январь (среднемесячная температура -23.2 С), самым теплым - июль (+16.1 С). Минимальная температура -52 С, максимальная - +35 С. Среднегодовое количество осадков – 482 мм, причем 75% приходится на теплое время года.

Устойчивый снежный покров образуется в третьей декаде октября и держится 200-220 дней.

В это же время реки покрываются льдом и освобождаются ото льда во второй половине мая. Глубина промерзания почвы 1.3-1.7 м. По характеру выпадающих осадков территория работ относится к районам РФ с избыточным увлажнением. В среднем общее увлажнение здесь составляет 700 мм, а суммарное испарение - около 500 мм, что приводит к излишкам влаги, равным 200 мм в год.

Согласно геокриологической карте Тюменской области, рассматриваемая территория расположена в зоне не сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

Наблюдается двухслойное строение вечной мерзлоты. Верхний (современный) слой залегает от поверхности 10-15 м (иногда несколько глубже) до 25-40 м, температура постоянна и близка к 0 С.

Нижний (реликтовый) слой, никак не связанный с поверхностью, залегает на глубине от 160 м до 360 м. Величины вскрытых толщин изменяются от 80 м до 150 м.

Глубина сезонного промерзания на вечномерзлых породах не превышает 0,5-0,6 м, на таликах достигая 4,5 м. Глубина сезонного протаивания варьирует от 0,4 м до 0.8-0.9 м и в среднем составляет 0.5 м.

Многолетнемерзлые породы в Сургутском районе отличаются разнообразным криогенным строением и сложным фазовым состоянием. В площадном отношении толща мерзлоты верхнего слоя, по-видимому, представлена чередующимися участками мерзлых, охлажденных и талых пород, сложно замещающих друг друга в плане и разрезе. Под руслами р. Обь и Юганская Обь мерзлота отсутствует. По мере удаления от р. Оби в сторону правобережного водораздела заметно общее увеличение мощности мерзлоты и глубины ее залегания.

Район работ находится в зоне средней тайги с преобладанием хвойных пород. Основные массивы лесов (кедр, лиственница, сосна) сосредоточены на приподнятых участках и на речных террасах. На водораздельных участках господствуют болотные ассоциации, с отдельными островками карликового леса (сосна, береза). Залесенность площади составляет около 15%.

В обобщенном виде краткая характеристика исследуемой территории представлена в табл. 1.

**Общие сведения о районе работ** Таблица 1

|  |  |
| --- | --- |
| **Показатели, ед. измерения** | **Название, характеристика, величины** |
| **1** | **2** |
| **Административное положение** |  |
| **Область** | **Тюменская область** |
| **Округ** | **Хантымансийский автономный округ (ХМАО)** |
| **Район** | **Сургутский** |
| **Рельеф** | **Равнинный** |
| **Абсолютные отметки рельефа, м** | **+60 - +90** |
| **Температура воздуха, Т** |  |
| **Среднегодовая** |  |
| **Максимальная, летняя, Т** | **+35** |
| **Минимальная, зимняя, Т** | **-52** |
| **Максимальная глубина промерзания грунта, м** | **1.3-1.7** |
| **Среднегодовая сумма осадков, мм** | **482** |
| **Растительный покров** | **лес хвойный** |

**Глава 2. Краткая история геолого-геофизического**

**изучения района работ**

Месторождение Тевлинско-Русскинское открыто в 1981 году Сургутской нефтегазоразведочной экспедицией объединения «Обънефтегазгеология» в результате бурения скв. 8Р-С, из которой получен промышленный приток нефти из пласта БС18 дебитом 4,03 м3/сут через штуцер с диаметром d=4 мм.

В основу изучения площади Тевлинско-Русскинская и сопредельных территорий положены результаты геолого-геоморфологической съемки, результаты интерпретации данных электро-, магнито-, грави- и с/разведки 2D и 3D, результаты бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Площадь исследуемой территории покрыта региональными геолого-геофизическими исследованиями, из которых следует отметить следующие:

1. Геолого-геоморфологическая съемка. Масштаб 1:1000 000 (ЭСГУ, 1952 г), по результатам которой установлено повсеместное распространение в районе четвертичных отложений, составлена государственная геологическая карта масштаба 1:1000 000.

2. Аэромагнитная съемка масштабов 1:1000 000 и 1:2000 000 (1955-57 гг, СГТ), по данным которых составлена карта изолиний магнитного поля ∆Т, а также проведено тектоническое районирование северной части Обь-Иртышского междуречья и юга Обь-Пуровского междуречья.

3. Гравиметрическая съемка масштаба 1:1000 000 (1957-60 гг), на основании которой составлена карта аномалий силы тяжести и схема тектоники фундамента.

Результаты исследований позволили целенаправленно ориентировать все последующие геолого-геофизические работы более детального плана.

Краткие сведения о результатах работ в пределах изучаемой площади, которые послужили основой для постановки поисково-разведочного бурения, приведены в табл. 2.

**Виды, методы и основные результаты работ**

Таблица 2

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Виды, методы и масштаб работ** | **Органи-зация** | **Авторы** | **Год** | **Основные результаты** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| 1.Площадные работы МОВ, 1:200000 | СП 8/63-64 | Хороши-  лов П.М.,  Пасечник В.И. | 1963-64 | Установлена Русскинская зона поднятий, осложненная локальными структурами Варенской, Савуйской, Маленькой, Южно-Русскинской. Построены структурные карты по гор."Б". |
| 2.Площадные работы МОВ, 1:200000 | СП 27/64-65 | Мовсун-Заде и др. | 1964-65 | Выявлены и оконтурены Тевлин-ская, Иминская, Сорымская, Рус-скинская структуры. Построены карты по горизонтам "Б", "Д20", "С". |
| 3.Площадные работы МОВ, 1:100000 | СП 33/65-66 | Мовсун-Заде и др. | 1965-66 | Выявлены Когалымская и Ягунская структуры, уточнены контуры Тевлинской. Построены структурная карта по горизонтам "Б" и схематическая по горизонту "С". |
| 4.Сейсмокаро-таж ВСП | СКП №32/70 | Шилова Л.В. и др. | 1970г. | Изучены скоростные характерис-тики и сделана стратиграфическая привязка отражающих горизонтов в 8 скважинах, из них в 3-х Тевлин-ской |
| 5.Высокоточ-  ная аэромаг-нитная съемка 1:50000 | Высокоточ-ная амп 41/75-76 | Антонович Р.М. | 1975-76 | Работы проведены на восточном склоне Сургутского свода. Уточнено геологическое строение фундамента, в котором выделены антиклинарные и синклинарные области, внутри областей локализованы зоны, различные по структурным, петрографическим и тектоническим особенностям. |
| 6.Детальные исследования МОГТ мас-штаба  1:100000 | СП 14/77-78 | Овчаров А.Н. | 1977-78 | Получены новые сведения о геологическом строении осадочной толщи от верхов мела до подошвы осадочного чехла в пределах восточного склона Сургутского свода по отражающим горизонтам А, Т, Б, Дм, Дв, С. В зоне сочленения Федоровского и Тевлинского куполовидных поднятий, подготовлена к глубокому бурению структура II порядка. |
| 7.Площадные работы МОГТ, масштаб  1:50000 | СП 14/79-80 | Овчаров А.Н. | 1979-80 | Изучена зона сочленения Кочевского и Тевлинского поднятий, детализированы и подготовлены к бурению (по горизонту Т) Западно-Тев-линское и Кочевское поднятия. Выделена аномалия типа "залежь" в пределах Кочевского поднятия. Проведены структурные построе-ния по горизонтам А, Т, Б, Д19, М, С. |
| 8.Анализ, переинтерпретация, обобщение материалов КМПВ за 1972-80гг. | ТП 102/80-81 | Голионко Г.Б. и др. | 1980-81 | Построены геолого-геофизические разрезы, схемы районирования волнового поля, схематические структурные карты по поверхностям консолидированного фундамента и промежуточного комплекса: выделены зоны предположительно карбонатно-терригенных отложений. |
| 9.Региональные исследования ТЗ МПВ масштаба  1:1000000 | АСП 73/81 | Петров М.П. | 1981г. | Уточнены контуры выявленных ранее структур и гипсометрия фундамента в пределах этих структур. |
| 10. Детальные работы МОВ ОГТ масштаб 1:50000 | СП 71/84-85  ПО «Ханты-мансийскгео-физика» | Игошкин В.П. | 1984-85 | Уточнено геологическое строение зон сочленения Вэнглинского структурного носа и Кочевского вала, центральной части Восточно-Вэнглинского прогиба и его бортов, Тевлинского к.п. и Савуйского структурного носа по отражающим горизонтам А, Т2, Б, Дс, М, С. Показана возможность картирования по данным сейсморазведки МОГТ литологических ловушек в неокомской части разреза. |
| 11. Детальные работы МОВ ОГТ, масштаб 1:50000 | ОАО «Баш-нефтегеофизика» | Э.Я.Акеров и др. | 1996г. | Уточнено строение зоны сочленения Северо-Кочевского, Кочевского и Северо-Когалымского месторождений. |
| 12. Детальные работы 3D (объединенный куб) | ОАО «Баш-нефтегеофизика»  СП 14/97-99 | Э.Я.Акеров | 2002г. | Уточнено и детализировано строение зоны сочленения Северо-Когалымского и Тевлино-Русскинского месторождений. |
| 13.Обобщение,  переобработка,  переинтерпре-тация геолого-  геофизических  материалов  по территории Тевлино-  Русскинского  месторождений. | ООО «Компания  Дружба-Инженеринг» | А.П.Рыжков,  Т.В.Давыдова  и др. | 2004г. | Построены сводные карты изохрон,  структурные карты, изопахитные схемы. Построены региональные  корреляционные профильные разрезы. Составлена схема перспективных объктов по осадочному чехлу, рекомендованы первоочередные объекты для постановки сейсмических и буровых работ. |
| 14.Детальные работы 2Д и 3Д | Петроальянс  СП 1386 | С.М.Пустовалова, О.Чернова | 2005г. | Детализировано строение Южно-Тевлинской и Восточно-Тевлинской  площадей |

**Глава 3. Геологическое строение района работ и объекта работ**

**Тевлинско-Русскинского месторождения**

**3.1. Стратиграфия и литология**

В геологическом строении Тевлинско-Русскинского месторождения принимают участие песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и консолидированные породы доюрского фундамента.

В пределах Сургутского свода доюрские образования представлены в основном эффузивными породами - зеленоватыми и вишнево-бурыми миндалекаменными диабазовыми порфиритами (опорная скв. 1, скв. 52Р Сургутской площади, скв. 131Р Федоровской площади). По данным калий-аргонового метода возраст эффузивов определяется как триасовый.

Для верхней части доюрских образований характерно присутствие коры выветривания, толщина которой не превышает нескольких десятков метров. В Широтном Приобье доюрский комплекс пород представлен вулканитами и вулканокластитами основного и кислого состава.

Кора выветривания представлены базальными конгломератами с прослоями косослоистых аргиллитов, каолинит-монтмориллонитового состава. Конгломераты представлены хорошо окатанными обломками вулканогенных и кремнистых пород, базальта, порфиров, сцементированных песчаным материалом с примесью известково-глинистого и углистого материала. Кроме переотложенной коры выветривания также встречаются светло-серые, сильно выветренные вулканические породы и туфы.

Общая мощность осадочного чехла на исследуемой территории по материалам глубоких скважин составляет 3153 - 3431 м. По данным сейсморазведки, представленной в обобщающем отчете по площади Тевлинско-Русскинской, глубины залегания фундамента изменяются от 3050-3100 м в восточной части на выступах фундамента до 3400-3500 м в западной погруженной части территории.

**Юрская система**

Отложения юрского возраста представлены тремя отделами. В их составе выделяются горелая, тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

**Горелая свита (J1p-J1t)** выделяется в основании осадочного чехла в составе нижнего отдела. Литологически по керну она представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов и их тонким переслаиванием. Песчаники серые, светло-серые, в основном мелкозернистые на глинистом и глинисто-карбонатном цементе с различного типа слоистостью, слабопроницаемые. Аргиллиты серые и темно-серые, тонкотмученные и алевритистые, массивные, плитчатые, с углефицированными остатками растений.

Общая толщина отложений горелой свиты по данным сейсморазведки изменяется от 50 м до 240 м.

**Тюменская свита (J2a-J3k1)** выделяется в основном в составе отложений среднеюрского возраста. Отложения свиты вскрыты на глубинах 2800-2950 м. Литологически они представлены неравномерным чередованием и переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, алевритистые, плотные, крепкие, с тонкими пропластками углистого материала, что обуславливает в породе горизонтально-волнистую слоистость. Алевролиты от светло-серых до темно-серых, кварцево-полевошпатовые, известковистые, с глинистым и карбонатно-глинистым цементом. Аргиллиты темно-серые с коричневатым оттенком и черные, плотные, крепкие, с полураковистым, неровным изломом, с включениями конкреций рассеянного пирита.

Нефтегазоносность отложений тюменской свиты связана обычно с верхним в ее разрезе горизонтом ЮС2. На месторождении выявлено крупное по площади скопление нефти в пластах ЮС21 и ЮС22, которое является продолжением единого нефтеносного поля Русскинского месторождения.

**Васюганская свита (J3k-o)** вскрыта всеми пробуренными скважинами на глубинах 2765-2848 метров. По характеру своего строения свита подразделяется на две подсвиты.

Нижняя подсвита, представлена аргиллитами серыми, темно-серыми почти черными, слюдистыми, средней крепости, неоднородными. Для толщи характерны прослои алевролитов, иногда песчаников, образующих неправильную линзовидную слоистость. Встречаются включения пирита и мелкорассеянного углистого детрита. Верхняя граница нижневасюганской подсвиты проводится условно по кривой кажущегося сопротивления, на которой выделяется пачка с повышенным сопротивлением. К этой границе в разрезах, охарактеризованных фауной, приурочена смена келловейских комплексов фораминифер и аммонитов оксфордскими.

Верхняя подсвита сложена песчано-глинистыми осадками с преобладанием песчаных разностей. Песчаники от светло-серых до темно-серых, мелко-, средне-, разнозернистые, средней крепости, слюдистые, с горизонтальной, пологоволнистой слоистостью, монолитные, на глинистом и карбонатном цементе. Наблюдаются включения рассеянных обуглившихся растительных остатков, а также редкие включения углистого детрита.

Алевролиты светло-серые, серые, темно-серые до черных, за счет сильного обогащения углисто-растительным детритом. Среднезернистые, разнозернистые, крепкосцементированные, слюдистые, наблюдаются глинистые, слабоизвестковистые разности, с многочисленными намывами растительного детрита и чешуек слюды, подчеркивающих полого-волнистую структуру породы.

Аргиллиты от серых до буровато-черных, алевритистые, слюдистые, крепкие, горизонтально- и косоволнисто-слоистые за счет тонких прослоев песчаника, с полураковистой поверхностью излома, на которой отмечается растительный детрит и остатки обугленных стеблей растений. Встречаются линзы и вкрапления мелкозернистого пирита, единичные прослои известковистого материала.

К песчаникам верхней подсвиты приурочены продуктивные пласты ЮС11 и ЮС12, с которыми связаны залежи структурного и структурно-литологического типа.

Кровля верхнего пласта ЮС11 совпадает с резкой литологической границей: серые песчано-алевритовые породы сменяются вверх по разрезу зеленовато-серыми глауконитовыми глинисто-алевритовыми породами георгиевской свиты.

Нижняя подсвита представлена в основном глинами и глинистыми алевролитами с редкими спорадически развитыми прослоями песчаников.

Возраст свиты по фаунистическим данным и спорово-пыльцевым комплексам определен келловей-оксфордским. Толщина васюганской свиты изменяется от 60 м до 80 метров.

**Георгиевская свита (J3km).** Отложения ее согласно залегают на породах васюганской свиты. Представлена аргиллитами от темно-серых до черных с зеленоватым оттенком, тонкоотмученными, слюдистыми, с включениями глауконита, серпулами и стяжениями пирита, многочисленными остатками детрита. Встречаются ростры белемнитов, обломки раковин пелеципод.

На электрокаротажных диаграммах георгиевская свита четко фиксируется по индукционному каротажу резким уменьшением величины удельного электрического сопротивления пород, по сравнению с выше-, и нижележащими породами.

Возраст свиты определен киммериджским по комплексам фораминифер.

Толщина отложений свиты колеблется от 1,2 м до 3,4 метров.

**Баженовская свита (J3v)** согласно залегает на породах георгиевской свиты на глубинах 2709 – 2832 м.

Разрез свиты представлен темно-серыми, черными и буровато-черными битуминозными, уплотненными аргиллитами, тонкоотмученными, слюдистыми, листоватыми, в основном, массивными, с плоскопараллельной поверхностью излома, на которой отмечаются обуглившиеся растительные остатки, обильный рыбный детрит. Встречаются многочисленные стяжения пирита, а также водоросли нитевидной формы диаметром до 1 мм, выполненные пиритом. Наблюдаются раковины аммонитов плохой сохранности, характерно присутствие отпечатков моллюсков.

Отложения баженовской свиты хорошо выделяются как по керну, так и на диаграммах ГИС (наиболее высокие в терригенном разрезе значения кажущихся сопротивлений, естественной радиоактивности, понижение показаний НКТ по отношению к вмещающим породам).

**Меловая система**

Меловая система представлена нижним и верхним отделами, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками. В разрезе отложений мелового возраста выделяются сортымская, усть-балыкская, сангопайская, алымская, покурская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

**Сортымская свита (K1b-K1v)** на территории месторождения вскрыта на глубинах от 2265 м до 2392 м. Отличительной особенностью строения является наличие в ее разрезе мегакосослоистых комплексов пород клиноформного строения. Только в верней части, непосредственно под глинами чеускинской пачки разрез характеризуется покровным развитием.

Сортымская свита залегает в основании нижнемелового разреза и представлена четырьмя толщами. Первая толща (подачимовская) сложена темно-серыми, почти черными аргиллитами плотными, массивными, слабоизвестковистыми, прослоями битуминозными, содержащими фауну аммонитов, пелеципод и фораминифер берриасского яруса. Толщина подачимовской толщи до 45 метров.

Вторая толща – преимущественно глинистые породы, серые, светло-серые, иногда с голубоватым оттенком, известковистые. Аргиллиты, как правило, содержат до 20%, иногда больше, алевритового материала. К этой части разреза приурочены имеющие спорадическое развитие ачимовские отложения, которые являются на месторождении промышленно нефтеносносными.

Ачимовские отложения представлены переслаивающимися песчано-алеврито-глинистыми породами, имеют сложное строение. Ачимовская толща не выдержана по площади и разрезу. Нижняя граница толщи следится почти четко, а верхняя определяется степенью развития песчаной фации. К этой части разреза приурочены отложения продуктивных пластов группы БС16-БС22.

Общая толщина ачимовской пачки изменяется от 5 м до 163 метров.

Третья толща сортымской свиты – глинистая, представлена глинами аргиллито-подобными темно-серыми, плитчатыми, слюдистыми с прослойками и линзами светло-серого песчаного материала.

Четвертая толща представлена чередованием песчаников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобными глинами. К этой части разреза приурочены промышленно нефтеносные пласты горизонтов БС10-БС12.

По керну песчаники серые, преимущественно мелкозернистые, иногда переходящие в крупнозернистые алевролиты. По составу аркозовые, глинистые, однородные. Обломочный материал отсортирован средне, по форме угловатый или угловато-окатанный. Цемент песчаников, в основном, глинистый. Встречаются прослои с глинисто-карбонатным цементом.

Завершается разрез сортымской свиты пачкой аргиллитов темно-серых, плотных, слабо алевритистых. На Сургутском своде эта пачка аргиллитов имеет покровное распространение и в стратиграфической схеме выделена как чеускинская.

В сортымской свите встречена фауна аммонитов и фораминифер берриасского и валанжинского ярусов. Толщина свиты возрастает с запада на юго-восток и изменяется от 400 метров до 506 метров.

**Усть-Балыкская (K1 v+g)** представляет собой толщу переслаивания песчаников и алевролитов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин. Свита делится на две части: нижнюю, включающую в себя пласты БС7-БС9, и верхнюю с пластами БС1-БС6. В пределах нижней подсвиты усть-балыкской свиты выделяется сармановская пачка, которая является зональным репером в пределах Широтного Приобья.

Отложения сармановской пачки, в основном, представленыны глинами аргиллитоподобными от серых до темно-серых, преимущественно однородными, местами с линзовидно-волнистой слоистостью. В верхней части отложения сармановской пачки опесчаниваются (песчаники серые), к ней приурачивается пласт БС7. Осадки свиты накапливались в условиях открытого морского бассейна. В осадках встречаются раковины аммонитов и фораминифер. По литологическому составу породы свиты в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения имеют значительное сходство с породами сортымской свиты. Наиболее существенным отличием между ними является обедненность комплексов встреченной фауной и несколько повышенная глинистость песчаников и алевролитов. В пределах верхней подсвиты выделяется пимская пачка, которая представлена темно-серыми, однородными аргиллитоподобными глинами.

**Сангопайская свита (K1g+br)** Состоит из верхней и нижней подсвит, разделенных тонкотмученными серыми агиллитоподобными глинами быстринской пачки, которая формировалась в условиях мелководья или даже в замкнутых континентальных бассейнах. Подтверждением этому служат состав, окраска пород, а также комплекс органических остатков. Довольно редкие комплексы фораминифер встречаются в нижней части свиты. В верхней же части найдены остатки пресноводных остракод и пелеципод.

Нижняя пдсвита представлена аргиллитоподобными глинми серыми, зеленовато-серыми до зеленых, с неясно выраженной слоистостью, вверху комковатыми, перемятыми, с зеркалами скольжения. Отличительной чертой песчаников и алевролитов является слабая отсортированность обломочного материала и каолинитовый состав цемента.

Возраст сангопайской свиты принимается по схеме как готерив-барремский.

Толщина отложений свиты увеличивается в западном направлении достигая 434 метра.

**Алымская свита (K1a)**, залегающая на породах сангопайской свиты, представляет собой толщу преимущественно глинистых пород темно-серого, почти черного цвета с линзами и тонкими прослойками алевролитов. Осадки этой толщи накапливались в сильно опресненном бассейне и резко отличаются от зелено-цветных и пестроцветных глин готерив-баррема.

Толщина свиты возрастает с юго-востока на северо-запад и достигает максимальной толщины в скважине 10Р-Т – 141 метр.

**Покурская свита (K1a-al+K2sm)** представляет собой мощную толщу (791 – 874 метра) довольно неравномерного переслаивания песчано-глинистых пород. На крайнем западном и юго-западном склонах Сургутского свода возрастным аналогом покурской свиты являются две свиты: нижняя, преимущественно глинистая, альбского возраста – ханты-мансийская и верхняя, в основном, песчано-алевритовая – уватская, относимая к сеноману. В покурской свите выделяются две подсвиты. Нижняя – более глинистая, для которой характерна большая уплотненность осадков. Здесь выделяются глины аргиллитоподобные, часто массивные, редко известковистые, довольно плотные, глинистые, слюдистые. В верхней части преобладают песчаники и алевролиты, по минералогическому составу аналогичные нижним, но значительно менее уплотненные, глинистые прослои также представлены менее уплотненными, часто комковатыми или бесструктурными разностями. В самой верхней части появляются зеленовато-цветные породы и углистые обрывки. Для всей свиты, в целом, характерно присутствие обильного углистого детрита и включений сидерита. Фауной отложения не охарактеризованы. Толщина покурской свиты достигает 874 метра, увеличиваясь с юго-востока на запад.

Верхний отдел меловой системы включает верхнюю часть покурской свиты, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты.

**Кузнецовская свита (K2t - k).** Темно-серыми, почти черными аргиллитоподобными глинами туронского яруса начинается разрез морских осадков верхнего мела. Вверх по разрезу глины постепенно меняют окраску от темно-серых до серых. На зеленовато-серых алевритистых глинах залегают алевролиты глауконитовые которые сменяются глинами серыми с редкими включениями глауконита. Глины обогащены фауной фораминифер, иноцерамов, бакулитов и др. Встречается рассеянный пирит.

Глины кузнецовской свиты выдержаны по площади и разрезу и являются региональным репером в пределах Западной Сибири. Толщина отложений кузнецовской свиты изменяется от 15 до 25 метров.

**Березовская свита (K2k-st-km)**, подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена преимущественно опоками и глинами. Опоки светлые, голубовато-серые, прослоями до черных, плотные, алевритистые. В породах фауна радиолярий, фораминифер коньяк-сантонского яруса. Толщина подсвиты изменяется от 67 до 82 метров. Верхняя подсвита березовской свиты сложена светлыми зеленовато-серыми глинами с редкими прослоями опок и опоковидных глин, в которых содержится фауна сантонского и кампанского ярусов. Отмечается тенденция увеличения толщины подсвиты в западном и юго-восточном направлении.

**Ганькинская свита (K2m+P1d)** завершает разрез отложений меловой системы. Сложена свита глинами серыми, зеленовато-серыми, известковистыми до известковых, переходящих в мергели. В породах встречаются зерна глауконита. Фауна фораминифер маастрихтского яруса. Датский ярус выделяется по положению в разрезе условно, так как свидетельства перерыва осадконакопления между верхнемеловыми и палеогеновыми породами не встречены. Толщина ганькинской свиты изменяется от 67 м до 104 м. Толщина свиты возрастает с юга на север.

**Палеогеновая система**

В составе палеогеновой системы выделяются морские осадки верхней части ганькинской, талицкой, люлинворской, тавдинской свит и континентальные отложения атлымской, новомихайловской и туртасской свит.

**Талицкая свита (P1).** Литологически осадки талицкой свиты представлены монтмориллонитовыми глинами, темно-серыми, плотными, аргиллитоподобными, иногда тонколистоватыми. В верхней части глины обогащены линзовидными включениями алевритового материала. Толщина свиты изменяется от 102 м до 132 м. Увеличение толщины наблюдается с юго-востока на северо-запад.

**Люлинворская свита (Р2)** представляет собой толщу светло-серых, зеленоватых, прослоями почти белых глин. В нижней части опоковидных, в верхней диатомовых, переходящих в диатомиты. По возрасту эти отложения относятся к нижнему-среднему эоцену, толщина их составляет 180-200 метров.

**Тавдинская свита (Р3)** завершает разрез морского палеогена. Сложена свита глинами серыми, зеленовато-серыми, зелеными, тонкослоистыми до листоватых, прослоями алевритистыми или с включениями линз алевритов. Толщина свиты до 180 метров.

**Атлымская свита (Р3)** сложена песками кварцевыми, разнозернистыми с прослоями линзовидных включений песчанистых глин. Толщина свиты до 50 метров.

**Новомихайловская свита (Р3)** включает в себя глины серые, коричневато-серые, зеленовато-серые, часто комковатые, с включением слабоуплотненных алевритов и бурых углей. Толщина свиты 30-60 метров.

**Туртасская свита (Р3)** завершает разрез палеогена. Она сложена алевритами, песками и глинами. Пески и алевриты кварцевые с включениями зерен глауконита. Толщина свиты 40-70 метров.

Отложения неогена развиты не повсеместно. Они представлены чередованием песков и алевролитов буровато- и желтовато-серых, супесями и суглинками серыми. Толщина отложений 80-100 метров.

Для четвертичных отложений характерны аллювиальные и озерно-аллювиальные пески, глины, супеси и суглинки. Толщина отложений 15-30 метров.

Продуктивный разрез Тевлинско-Русскинского месторождения согласно описанию керна и материалам ГИС относится к терригенному типу и представлен следующими литологическими разностями: песчаниками и алевролитами, в различной степени заглинизированными и карбонатизированными (пласты-коллекторы), аргиллитами и глинами, а так же прослоями карбонатов и углей.

Аргиллиты и глины выделяются по максимальным показаниям ГК и ПС, минимальным показаниям бокового и нейтронного методов. Угли характеризуются высокими сопротивлениями и минимальными значениями НК и ГК. Карбонатизированные прослои имеют максимальные показания БК, НК и низкие показания ГК.

Сводный разрез представлен на приложении 1.

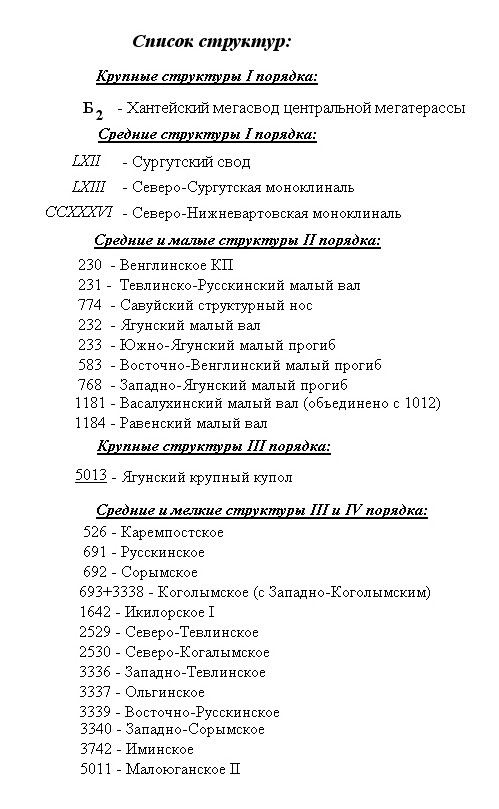
**3.2. Тектоника**

На тектонической карте структурно-формационных комплексов фундамента Сибири (под редакцией В.С. Суркова, 1997 г.) исследуемый район представлен структурами складчатого фундамента, которые образуют линейные северо-восточного простирания полосы формационных зон отличных по генезису и возрасту, расчлененными зонами раннемезозойской деструкции земной коры (рифтогенезом) также северо-восточного направления (рис. 1, 2). Современный рельеф фундамента исследован по материалам сейсморазведки.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского платформенного чехла под редакцией И.И.Нестерова (рис. 3) Тевлинско-Русскинское месторождение располагается в пределах Тевлинско-Русскинского малого вала, объединенного тектонически с Савуйским структурным носом, представляющих структуры второго порядка. Осложняющими элементами являются Тевлинская, Сорымская, Иминская, Русскинская и другие структуры 3 порядка. С запада Тевлинско-Савуйская зона поднятий ограничена Восточно-Венглинским прогибом (II порядка), на востоке – Южно-Ягунским и Западно-Ягунским малыми прогибами.

На современной тектонической карте, составленной под редакцией В.И. Шпильмана (рис. 4) месторождение располагается в пределах восточной части Когалымской вершины на северо-востоке Сургутского свода Среднеобского геоблока, осложненного структурами второго порядка. Группа осложняющих площадь месторождения локальных поднятий III порядка таких, как Русскинское, Сорымско-Иминское, Западно-Иминское, Сорымское, Западно-Тевлинское и Тевлинское условно объединяется в Тевлинско-Русскинскую зону и в совокупности представляет собой вал субмеридионального направления. На севере этот вал, заканчивающийся Тевлинским локальным поднятием, ограничен Имилорским прогибом широтного направления. На юге, за Русскинским локальным поднятием, ограничен Савуйской седловиной. На востоке, Тевлинско-Русскинская зона отделяется слабо выраженным прогибом от Коголымской группой поднятий. На западе исследуемые поднятия ограничены Тончинским прогибом, на северо-западе сочленяются с Конитлорской террасой.

Таким образом, на тектонической карте по мезокайнозойскому чехлу Тевлинско-Русскинская группа поднятий вместе с Коголымской образуют две структурные дуги субмеридионального направления, названых Коголымской вершиной, которая с запада и с востока ограничена такими же вытянутыми в субмеридиональном направлении отрицательными структурами, а с юга и с севера прогибами субширотного простирания.



2

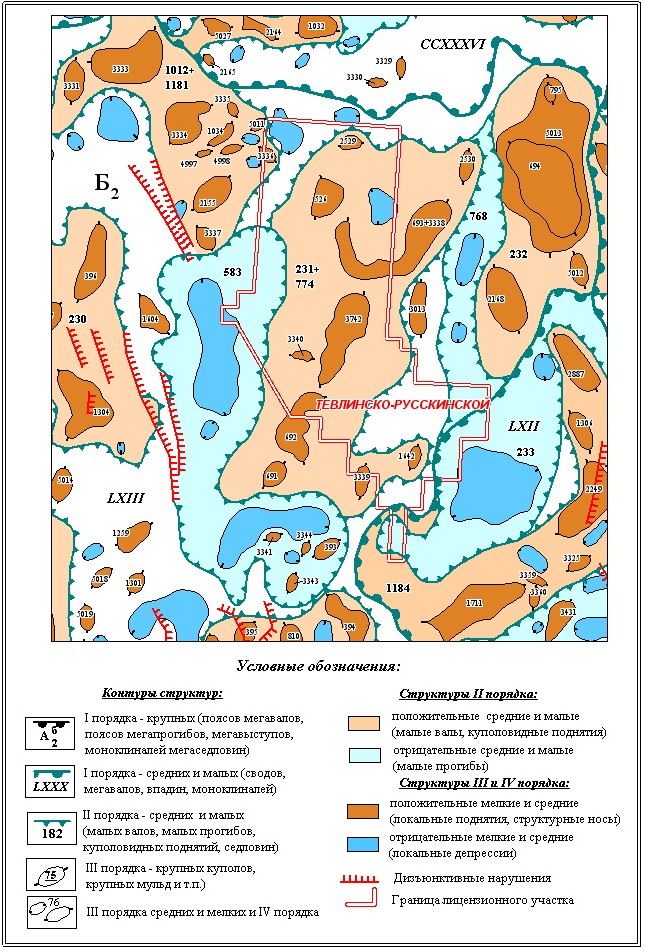
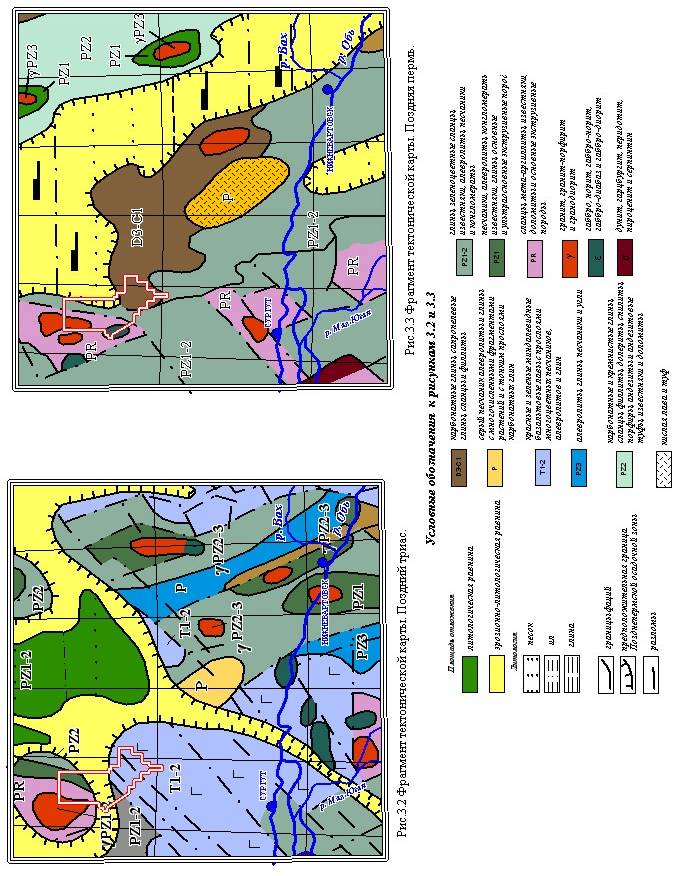


Рис. 3. **Выкопировка из тектонической схемы мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (под ред. И.И. Нестерова, 1990 г.)**

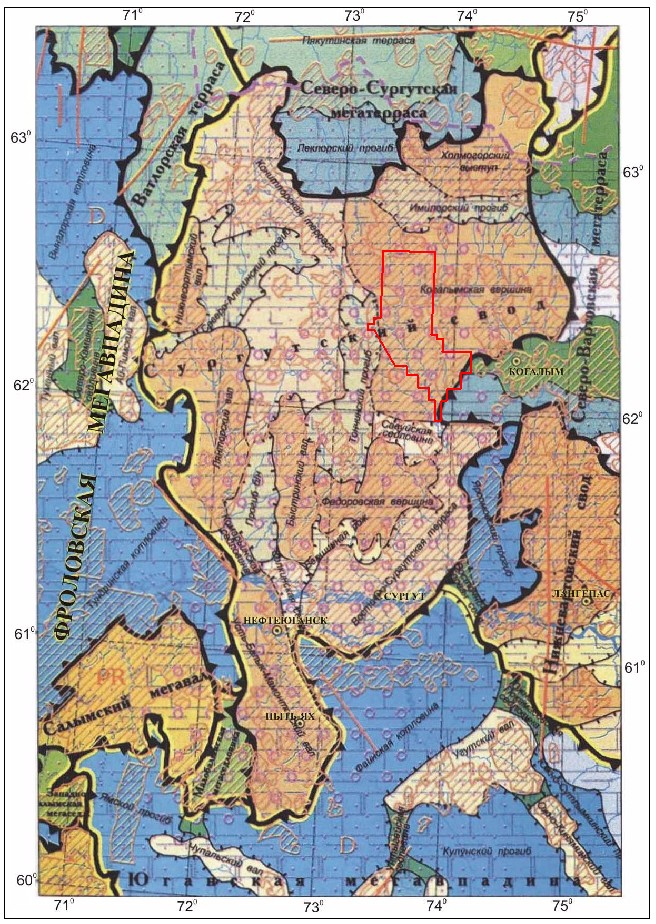


Рис. 4. **Cургутский свод. Фрагмент тектонической карты.**

**(Под ред. В.И. Шпильмана, 2000 г.)**

**3.3. Гидрогеология**

Временным источником водоснабжения на территории месторождения могут служить естественные водоемы. Но поскольку поверхностные воды зачастую загрязнены и требуют дополнительной очистки, на стадии разработки месторождения и работы промыслов требуются более надежные и постоянные источники водоснабжения.

В качестве источника хозяйственно-питьевого водоснабжения институтом Гипротюменнефтегаз рекомендовано использовать естественно–защищенные от поверхностного загрязнения подземные воды верхнего гидрогеологического этажа, в котором выделяются следующие горизонты: водоносный горизонт четвертичных отложений и водоносный горизонт атлым-новомихайловских отложений.

Формирование подземных вод верхнего гидрогеологического этажа происходит в условиях свободного водообмена и тесной связи с поверхностными природно-климатическими факторами. Водоносные горизонты и комплексы гидродинамически связаны между собой.

*Водоносный горизонт четвертичных отложений* характеризуется близостью условий залегания, транзита, разгрузки, доступностью атмосферного влияния.

Глубина залегания водоносного горизонта изменяется от 10-15 м до 50-65 м в зависимости от абсолютной поверхности земли.

На большей части площади отложения залегают с открытой поверхностью. Водовмещающими породами являются пески с подчиненными прослоями суглинка и алеврита. Годовые амплитуды уровня подземных вод определяются величиной весеннего подъема, т.е. к концу года уровень остается на отметках, превышающих его предвесенние минимумы. Таким образом, для изменений уровня подземных вод четвертичного горизонта характерны два экстремальных положения в году - предвесеннее минимальное и летнее или летне-осеннее максимальное.

Годовые амплитуды уровня изменяются от 0.7-0.8 м до 1.2-1.5 м. Особенностью горизонта является инфильтрация атмосферных осадков и связь пластовых вод с ними, что служит главным фактором повышенного значения мутности, цветности, суммарного железа (до 3.5 мг/л, что выше нормы в 3 раза), аммиака.

Питание горизонта происходит в весенне-летний период за счет снеготаяния, дождевых и поверхностных вод, многочисленных водотоков, озер, болот, занимающих в общей сложности 50-60% площади.

По химическому составу воды горизонта преимущественно гидрокарбонатные натриево-кальциевые, ультрапресные с минерализацией 0.16-0.17 г/л. Значение общей жесткости колеблется от 1.2 до 1.7 мг-экв/л, что характеризует воды как очень мягкие и мягкие.

Содержание фтора колеблется от 0 до 0.4 мг/г. Ионы J-, Br- в воде не обнаружены.

Из микрокомпонентов обнаружены ионы Cu2+, Zn2+, Pb2+, максимальное содержание которых, соответственно, составляет: 50; 20 мкг/л.

В основном же характерно их отсутствие, в том числе и урана.

Водоносный горизонт слабо защищен с поверхности. Воды четвертичного горизонта ввиду низкодебитности скважин и загрязненности поверхностными водами на месторождениях Широтного Приобья используется, главным образом, для технических целей и водоснабжения небольших групп водопотребителей, при условии соблюдения санитарно-гигиенических норм.

*Водоносный горизонт абросимовской свиты* вскрыт на глубине 60м, толщина его не превышает 10м. Дебиты колодцев скважин изменяются от 0.09 до 1.5 л/с при понижениях, соответственно, 2.2 и 7.0м. По химическому составу воды гидрокарбонатные кальциевые с минерализацией 0.1 г/л. Из-за малой мощности данный горизонт практического значения не имеет.

*Туртасский горизонт* по толщине изменяется от 20 м до 60 м. Водообильность низкая. Дебит скважины 1-Рз на среднем Когалымском участке составил 0.97 л/с, при понижении – 33,1м. Воды ультрапресные, гидрокарбонатные кальциево-натриево-магниевые с минерализацией 0.15 г/л. Из-за низкой водообильности горизонт практического значения не имеет.

*Новомихайловский водоносный горизонт* имеет повсеместное распространение на исследуемой территории и приурочен к отложениям песчано-глинистых пород одноименной свиты олигоцена, залегающим на глубине 75-104 м. Наиболее перспективный для целей хозяйственно-питьевого водоснабжения является нижний пласт новомихайловского водоносного комплекса. Толщина нижнего пласта изменяется от 16 м до 34 м, в среднем 30 м. Эффективная толщина комплекса изменяется от 30 м до 65 м. Кровлей горизонта служат глины туртасской и новомихайловской свит. Наличие водоупора в кровле и подошве горизонта обусловливает напорный характер подземных вод. Питание происходит в основном за счет инфильтрации атмосферных осадков на водоразделе и высоких надпойменных террасах, а также за счет перетекания вод из смежных водоносных горизонтов. По химическому составу подземные воды новомихайловского водоносного горизонта преимущественно гидрокарбонатные натриево-магниево-кальциевые, ультрапресные с минерализацией 0.15-0.19 г/л, реакция среды нейтральная.

Воды мягкие, удовлетворяют требованиям ГОСТа и ПДК. Исключением являются высокие значения мутности, превышающие норму в 5.5 раза. Концентрация железа превышает норму почти в 3 раза, марганца до 6 раз. Санитарное состояние подземных вод горизонта удовлетворительное. Для улучшения качества вод нижнего горизонта новомихайловского комплекса рекомендуется проводить аэрацию с последующим фильтрованием.

Новомихайловский водоносный горизонт является наиболее перспективным для централизованного водоснабжения. С ним связаны запасы подземных вод, разведанные на Когалымском, Холмогорском и Покачевском участках.

В обобщенном виде краткая характеристика и условия залегания четвертичного и новомихайловского горизонтов приведена в табл. 3.

*Атлымский водоносный горизонт* изучен слабо. Отложения атлымской свиты представлены песками разнозернистыми с преобладанием мелко- и крупнозернистого, слабоглинистого, с линзами песчано-алевритовой глины, находятся в мерзлом состоянии и выполняют роль нижнего водоупора новомихайловской свиты. Кровля ММП вскрыта на глубине 184-360 м.

В настоящее время при эксплуатации нефтяных месторождений (Холмогорского, Быстринского, Южно-Балыкского, Южно-Сургутского и др.) для поддержания пластового давления в продуктивных пластах используются подземные воды *апт-альб-сеноманского комплекса*.

Комплекс характеризуется неравномерным переслаиванием песков, песчаников с алевролитами и глинами покурской свиты. Открытая пористость коллекторов изменяется от 25 до 40%, проницаемость достигает несколько сотен мД.

Важной технологической особенностью данных вод является их относительно высокая температура, которая в пластовых условиях составляет 37-65 С, на устье колеблется в пределах от 38 С до 42 С. Величина замеренного газового фактора составляет 0.4-1.2 м3/м3 (растворенный газ представлен в основном метаном).

Более эффективное использование апт-сеноманских вод для заводнения по сравнению с пресными водами связано с тем, что данные воды обладают лучшими вытесняющими свойствами (на 1.3-3.4%), обусловленные близостью химического состава к водам нефтяных пластов и меньшим поверхностным натяжением на границе нефть-вода. Кроме того, необходимый отбор и закачку можно организовать на любом участке площади в относительно сжатые сроки без дополнительных затрат на очистку.

Специальные работы с целью оценки возможности использования апт-сеноманских вод на месторождении Тевлино-Русскинское пока не проводились, хотя опыт подобного рода на соседнем месторождении Холмогорское свидетельствует о высокой эффективности заводнения с применением апт-сеноманских вод (И.Г.Щукина, 1977-79 г.г.).

**Краткая характеристика и условия залегания водоносных горизонтов**

Таблица 3.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Горизонт** | **Глуб**  **ина залега-ния, м** | **Эффективная толщина, м** | **Условия залегания** | **Дебит, л/с**  **понижение, м** | **Тип вод** | **Минера-лизация, г/л** | **Состав вме-щающих пород** |
| Четвертичный | 0-60 | 46-62 | безнапорный | 4.7-17.5  20.3-5.3 | Гидрокарбонатные натриево-кальциевые | 0.16-0.17 | Пески слабо-глинистые, разнозернистые |
| Новомихайловский | 75-104 | 30-65 | напорный | 7.1-18.5  21.7-20.8 | Гидрокарбонатные натриево-магниево-кальциевые | 0.15-0.19 | Пески тонко-мелкозернистые |
| Апт-альб-сеноманский | 875-935 | 10-30 | напорный | 15-21 | Хлор  кальциевый бессульфатные | хлор-ион 170-360; натрий-ион  160-320;  кальций-ион-14-31;  магний-ион-5-13 | Пески тонко-мелкозернистые |

Подземные воды пресные (минерализация 0,1 – 0,4 г/л), напорные, удельные дебиты скважин 0,5-3,6 л/с. По химическому составу воды гидрокарбонатные магниево-кальциево-натриевые и натриево-кальциево-магниевые. Общая жесткость составляет 3 – 4 мг-экв/л (умеренно жесткие).

По содержанию основных компонентов воды, в основном, соответствуют требованиям ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая» за исключением повышенной мутности, повышенного содержания железа (до 5,6 мг/л при норме 0,3 мг/л). В санитарном отношении воды здоровые. Для улучшения вкусовых качеств воды в период эксплуатации рекомендуется проводить осветление, обезжелезивание.

Водоносный горизонт новомихайловской и атлымской свит является наиболее перспективным для хозяйственно-питьевого водоснабжения не только в районе работ, но и на большей части территории Западной Сибири. С ними связаны запасы подземных вод, разведанных для удовлетворения потребности городов: Когалыма, Нижневартовска, Мегиона, Сургута, Покачи и др.

**3.4.** **Полезные ископаемые**

По геологическим данным, непосредственно на Тевлинско-Русскинском месторождении широко развиты покровные песчаные осадки. Нестандартные пески с модулем крупности менее 1 могут быть обнаружены практически повсеместно как в приповерхностном залегании (под торфом или песчано-глинистыми озерно-болотными отложениями незначительной мощности), так и на дневной поверхности. Такие пески могут быть использованы лишь в качестве грунтов для отсыпки кустовых площадок и подъездных дорог к ним.

Для обнаружения промышленных скоплений глинистого сырья территория обладает очень низким геологическим потенциалом.

**3.5. Нефтегазоносность**

По нефтегеологическому районированию Тевлинско-Русскинское месторождение относится к Сургутскому нефтегазоносному району (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области (НГО).

Геологическое строение и характер нефтеносности месторождения имеют как общие для НГР закономерности, так и особенности. Наиболее четко эти закономерности проявляются из характеристики месторождений северной части Сургутского района.

На месторождениях в северной части НГР залежи располагаются в стратиграфическом диапазоне от тюменской до сортымской свит. Этаж нефтеносности достигает 900 м.

Основной нефтесодержащей толщей является комплекс отложений в составе сортымской свиты. Залежи нефти здесь связаны с пластами горизонтов БС10-БС12, а также ачимовской толщи. Наиболее крупными по размерам и запасам являются залежи, приуроченные к верхней части разреза сортымской свиты в составе горизонта БС10.

Пласты группы БС10 имеют наиболее сложное геологическое строение. Характеризуются высокой неоднородностью строения и невыдержанностью   
по площади. Фильтрационные свойства коллекторов резко изменчивы по разрезу   
и площади, и в среднем по месторождениям также значительно различаются:   
от 0,051 мкм2 до 0,166 мкм2. Пористость изменяется в пределах 19 - 23 %.

В связи с высокой неоднородностью строения пластов, резкой изменчивостью фильтрационных свойств дебиты скважин изменяются в широких пределах,   
от нескольких т/сут до 200 т/сут. и выше.

Залежи в пластах группы БС10 в основном пластовые, контролируются ловушками антиклинального типа с литологическими ограничениями. Уникальными в этом отношении являются залежи Тевлино-Русскинского месторождения, которые контролируются ловушками клиноформного комплекса дельтового происхождения.

Вторая группа залежей на месторождениях района связана с пластами ачимовской толщи. Пласты неоднородные по разрезу и невыдержанные по простиранию, имеют в целом низкие ёмкостно-фильтрационные свойства. Открытая пористость в среднем по залежам месторождений составляет 16-17 %, проницаемость не превышает 0,01 мкм2. Залежи в пластах ачимовского комплекса характеризуются невысокой продуктивностью, притоки нефти, в основном, меньше 5 т/сут.

По характеру строения залежи являются пластовыми сводовыми с литологическими ограничениями.

Нижний продуктивный комплекс в разрезе представлен отложениями верхней части васюганской и тюменской свит юрского возраста. Основным объектом является регионально нефтеносный горизонт ЮС1. Залежи нефти в нем присутствуют практически на всех месторождениях района.

Горизонт ЮС1 характеризуется зональным развитием различного типа фаций. Соответственно, меняется его морфология и свойства коллекторов. На территории района имеют место обширные по площади зоны распространения коллекторов с низкими фильтрационными свойствами; средняя проницаемость по залежам не превышает 0,01 мкм2. По другим месторождениям проницаемость, в среднем, изменяется в пределах 0,01 - 0,025 мкм2, только на отдельных участках имеют место коллекторы с проницаемостью до 0,113 мкм2 (Дружное). В связи с низкими фильтрационными свойствами пласта ЮС1 значительный фонд действующих скважин на месторождениях является низкодебитным.

По характеру строения большинство залежей являются пластовыми сводовыми с литологическими ограничениями, наряду с этим имеют место обширные по площади поля нефтеносности в ловушках литологического типа.

Горизонт ЮС2, приуроченный к континентальным отложениям тюменской свиты, является регионально нефтеносным. Залежи нефти выявлены практически на всех месторождениях Сургутского НГР. Распространение залежей по площади не связано со структурным планом, а определяется только условиями развития коллекторов в составе пластов горизонта. В связи с низкими фильтрационными свойствами коллекторов, пористость в среднем 16-17 %, проницаемость 0,0009- 0,017 мкм2, залежи являются низкодебитными.

На Тевлино-Русскинском месторождении нефтегазоносность разреза является типовой для района и связана с перечисленными группами пластов в составе сортымской, баженовской, васюганской и тюменской свит.

Согласно государственному балансу по состоянию на 01.01.2005 г. Тевлино-Русскинское месторождение включает залежи нефти пластов БС100, БС101, БС102-3, БС111, БС12, БС160, БС16, БС170, БС17, БС18-19, БС20, БС21-22, ЮС0, ЮС11, ЮС21, ЮС21, располагающиеся в пределах двух лицензионных участков – Тевлино-Русскинского и Северо-Когалымского. Все перечисленные продуктивные пласты были выявлены в результате проводившихся геологоразведочных работ, характер их нефтегазоносности впервые был представлен в разработанной геологической модели в подсчете запасов 1986 года. Общий этаж нефтеносности разреза составляет около 450 м.

Ниже рассмотрим основные особенности и характер нефтеносности территории Тевлинско-Русскинского месторождения по нефтесодержащим объектам разных литолого-стратиграфических комплексов.

**Залежи нефти в отложениях тюменской свиты**

По результатам геологоразведочных работ было установлено, что нефтеносность отложений тюменской свиты связана с верхним в ее составе пластом ЮС21. Притоки нефти были получены в 14 поисково-разведочных скважинах, расположенных в современных границах Тевлинско-Русскинского лицензионного участка, и в 16 скважинах на Русскинском участке. Выявленное поле нефтеносности пласта ЮС21 рассматривалось как продолжение единой нефтегазоносной зоны, регионально распространяющейся по территории Сургутского свода. Модель строения пласта и характер его нефтегазоносности впервые были представлены в отчете по подсчету запасов 1986 г. Однако, ввиду низкой изученности объекта и, прежде всего, добывных возможностей ГКЗ было определено, что имеется необходимость в дальнейшем изучении перспектив его промышленной нефтеносности.

В процессе доразведки и эксплуатационного бурения площади проведено оконтуривание площади нефтеносности пласта с определением параметров и произведена постановка запасов залежи на государственный баланс в 1992 г. Одновременно с этим на баланс были приняты запасы ниже залегающего пласта ЮС22.

**Пласт ЮС22**

Согласно геологической модели, отвечающей числящимся на государственном балансе запасам, залежь пласт ЮС22 распространяется полосой субмеридионального простирания на площади Сорымской, Иминской структур и является продолжением залежи одноименного пласта Русскинского месторождения. С востока залежь ограничена литологическим замещением, установленным по скважинам 252Р и 217Р, на северо-западе – условной границей подсчета, проведенной между скважинами 15Р-ЗС и 14Р-ЗС с нефтенасыщенными и соответственно водонасыщенными коллекторами пласта. Нефтеносность пласта доказывалась получением притоков нефти в скважинах 11Р-СИ, 12Р-СИ, 226Р-Р, 241Р-Р, 256Р-Р при совместном опробовании с верхним пластом ЮС21. Дебиты нефти в скважинах составляли от 0,9 м3/сут до 3,9 м3/сут при Н ср. дин. =816 – 1380 м.

По результатам выполненной интерпретации геолого-геофизического материала 127 разведочных и 2093 эксплуатационных скважин, пробуренных на 01.01.2005 г., существенным образом уточнено строение пласта и характер его нефтеносности. Установлено, что нефтеносность пласта связана с отдельными линзами и характеризуется небольшой площадью распространения. Не подтвердилось прежнее представление о покровном распространении по площади нефтенасыщенных песчаников пласта. Всего на территории месторождения выделены 3 залежи нефти - в районе скважин 256Р-СИ, 241Р-Р и 226Р-Р.

Кроме того, материалы бурения на смежном Русскинском лицензионном участке также подтверждают модель локальной нефтеносности пласта ЮС22.

**Пласт ЮС21**

Пласт ЮС21 залегает в верхней части горизонтаЮС2 и вскрыт на глубинах от 2705,8 м (скважина 2973) до 3047 м (скважина 2922).

Покрышкой залежей пласта ЮС21 служат регионально выдержанные аргиллиты нижней части васюганской свиты.

Коллекторы пласта ЮС21 по площади развиты в форме системы линз. При этом образуемые песчаные тела на площади разделены зонами замещения на отдельные участки, в которых имеет место различие в характере насыщения коллекторов.

Согласно геологической модели, представлявшейся в подсчете запасов 1986 года, залежь пласт ЮС21 распространяется единым полем по территории Русскинского и Тевлинско-Русскинского месторождений. Единственно с востока предполагалось наличие литологического замещения коллекторов, которое в плане распространяется полосой субмеридионального простирания из района скважины 217Р-Р. Этой зоной отделялись нефтенасыщенные коллекторы нефтегазоносной зоны от водоносных коллекторов пласта, вскрытых в скважинах на Икилорской площади. На западе и севере площади были приняты условные границы для подсчета по линиям, ограничивающим изученную бурением территорию.

В геологической модели, представленной в 1992 году и уточнявшейся до 2002 года с учетом нового разведочного и эксплуатационного бурения, принципиальных изменений по сравнению с 1986 годом выявлено не было. Единственно было уточнено распределение коллекторов пласта по площади и подтверждено наличие литологического барьера между нефтенасыщенными песчаниками зоны и водонасыщенными в восточной части месторождения.

В настоящее время изученность пласта значительно возросла, прежде всего, за счет скважин эксплуатационного фонда, которыми осуществляется разработка залежей, и сети углубленных скважин с верхних объектов для оценки геологического строения отложений юрского возраста. По материалам интерпретации ГИС, результатам испытания и эксплуатации в пласте ЮС21 на территории Тевлинско-Русскинского месторождения выделены 3 залежи нефти.

**Залежи нефти в отложениях васюганской и баженовской свит**

**Горизонт ЮС1**

По результатам геологоразведочных работ было установлено, что нефтеносность отложений васюганской свиты связана с верхними в ее составе пластами ЮС11  и ЮС12, которые в подсчете 1986 года были представлены как отдельные объекты. В настоящее время горизонт ЮС1 вскрыт 361 скважиной, в том числе 90 из них разведочные. По результатам их рассмотрения принципиально не изменилась модель строения горизонта, нефтесодержащими представлены те же объекты, что и в подсчете 1986 года.

**Пласт ЮС12**

В подсчете запасов 1986 года, в пределах рассматриваемой площади, в пласте ЮС12 было выделено три залежи нефти: в районе скважин 12Р-СИ, 8Р-С и 28Р-ЗС. При этом залежь на западном погружении Сорымской структуры при рассмотрении в ГКЗ была исключена из подсчета.

В настоящее работе по пласту представляются 7 объектов. В их числе залежи в своде Сорымской структуры (район скважины 12Р-СИ) и на северном куполе Иминского поднятия (район скважины 8Р-С), представленные в подсчете 1986 года. По району скважины 28Р-ЗС ранее выделявшиеся нефтенасыщенные песчаники пласта включены по уточненной корреляции в состав пласта ЮС11. А также 3 залежи, выявленные после подсчета запасов, расположенные в районе скважин 80Р-ЗТ Северо-Когалымского лицензионного участка,115Р-ЗТ и 153Р-КГ Тевлинско-Русскинского лицензионного участка.

**Пласт ЮС11**

Согласно геологической модели по подсчету запасов 1986 года на территории Тевлинско-Русскинского месторождения выделено 7 залежей нефти: Основная залежь, залежь в районе скважины 20Р-ЗТ, залежь в районе скважины 28Р-ЗС, залежь в районе скважины 226Р-Р, Восточно-Русскинская залежь в районе скважин 214Р-И и 215Р-Р, залежи на Икилорской площади в районе скважины 305Р-И и в районе скважины 308Р-И.

После подсчета запасов доразведка месторождения продолжалась. В результате, в северной части месторождения, в пределах Тевлинской и Западно-Тевлинской площадей, открыты новые залежи нефти и уточнено представление о существующей геологической модели пласта ЮС11 в южной части месторождения. Наиболее существенные изменения произошли по Основной и Восточно-Русскинской залежам.

По результатам выполненного анализа геолого-геофизических материалов разведочных и эксплуатационных скважин, сейсморазведочных работ 2Д и 3Д, разработана по состоянию на 1.01.2005 года уточненная модель геологического строения залежей пласта ЮС11, которая включает в себя 21 залежь.

**Горизонт ЮС0**

Нефтеносность битуминозных глин баженовской свиты установлена при испытании скважин 9Р-С и 10Р-СИ, пробуренных на Сорымском поднятии. В скважине 9Р-С из интервала -2655,7-2668,7 м получен приток нефти дебитом 4,6 м3/сут на уровне 1052 м. В скважине 10Р-СИ получен фонтанный приток нефти дебит 26,9 м3/сут на 6-мм штуцере.

В подсчете запасов 1986 года баженовская свита не представлялась как объект подсчета.

**Горизонт ЮС0-Ач**

В результате бурения разведочных скважин 118Р-ЗТ и 100Р-Т установлены участки нефтеносности в северной части месторождения, приуроченные к аномальному разрезу (АР) баженовской свиты.

Зона АР развита в виде полосы меридионального простирания шириной от 5 до 32 км. В разрезе наряду с характерными битуминозными глинистыми породами присутствуют пласты песчано-алевролитных пород, количество которых меняется от 1 до 3-4. Мощность составляет 8-23,2 м, песчаники по площади и по разрезу не выдержаны.

В скважине 100Р-Т горизонт залегает в интервале 2718,2-2837,9 м (-2625,1-2744,8 м) и имеет общую толщину 119,7 м. Нефтенасыщенные песчаники установлены в средней части горизонта в интервале 2765,2-2772,6 м (-2671,2-2679,5 м) с общей толщиной 6 м. Выше по разрезу коллекторы характеризуются как неясного насыщения. Ниже с глубины 2789,6 м (-2696,5 м) песчаники водонасыщенные. В результате испытания нефтенасыщенной по ГИС части горизонта в интервале глубин 2765-2778 м (-2672.4-2685,4 м) получен приток нефти дебитом 2,76 м3/сут при уровне 917,5м.

В скважине 118Р-ЗТ нефтенасыщенные коллекторы с общей толщиной 8,6 м выделены в верхней части горизонта в интервале 2805,2-2824,1 м (-2707,1-2726). Пласт опробован по всей толщине, получено 0,4 м3/сут фильтрат с пленкой нефти. После гидроразрыва пласта получили фонтанный приток нефти дебитом 36,5 м3/сут на уровне 1103 м.

При сопоставлении разрезов скважин нефтеносные песчаники установлены на разных уровнях, в связи с этим можно предполагать, что они имеют линзовидное строение. Границы распространения этих песчаных линз не установлены, в связи с чем, участки нефтеносности определены условно в зоне двойного радиуса дренажа вокруг скважин.

**Залежи нефти в отложениях ачимовской толщи**

**Пласт БС21-22**

В предыдущем подсчете запасов 1986 г пласты БС21-22 рассматривались, как единый объект. На территории Тевлинско-Русскинского месторождения по нему выделялись две залежи нефти: в районе 12Р-СИ и в районе 305Р-И.

По результатам проведенной корреляции были выделены отдельные пласты БС22 и БС21, а в связи с новыми материалами бурения представлены новые залежи нефти. Нефтеносность этой части разреза установлена по пласту БС22 в районе скважины 305Р-И, по пласту БС21 в районе скважин 12Р-СИ, 257Р-Р и 302Р-И.

**Пласт БС18-19**

В подсчете запасов 1986 года по пласту БС18-19 было выделено три залежи: залежь в районе разведочной скважины 5Р-СИ, залежь в районе разведочной скважины 16Р-СИ и залежь в районе разведочной скважины 9Р-СИ.

На настоящее время в результате уточнения геологического строения пласта БС18-19, в пределах Тевлинско-Русскинского и Северо-Когалымского участков авторами выделено пятнадцать залежей нефти. Например, залежь в районе 9Р-С (подсчет запасов 1986 г) разделилась на три залежи: залежь в районе 8Р-С, залежь в районе 9Р-С и залежь в районе 11Р-СИ, так как при разбуривании данного участка в результате интерпретации новых скважин были выделены водонасыщенные коллектора в скважинах 487, 2676, 2700, 3579 и др. Залежь в районе 8Р-С была отделена согласно новых структурных построений, в результате переобработки сейсмических даны (сейсмика МОВ ОГТ 2D – 2000-2001 гг и сейсморазведочные работы 3D – 1989-1990 г. г). Залежь в районе скважины 16Р-СИ (подсчет запасов 1986 г.) так же разделилась на две залежи в результате переинтерпретации данных сейсмики (МОВ ОГТ 2D 2000-2001 г.г.) – залежь в районе 16Р-СИ и залежь в районе 17Р-ЗС. За счет уточнения структурных построений, при интерпретации данных сейсморазведки МОВ ОГТ 2D 14/00-01 площадь залежи в районе 5 Р-СИ значительно сократилась.

Пласт БС18-19 распространен в песчаных фациях по всей площади Тевлинско-Русскинского месторождения и приурочен к отложениям сортымской свиты. Стратиграфическая кровля пласта вскрыта на глубинах 2583,7 м (скв.153Р-КГ) – 2844,7 м (скв. 27Р-СИ), на абсолютных отметках, соответственно, 2496.9 – 2767,2 м, от пласта БС17 отделен мощными глинами, средняя толщина которых варьирует от 15,0 до 35,0 м.

Коллекторы пласта вскрыты на абсолютных глубинах 2493,1 м – 2767,2 м.

В пределах пласта БС18-19 выделяется две крупные зоны глинизации коллекторов. Зона глинизации, оконтуривающая коллекторы пласта БС18-19 по всей западной границе Тевлинско-Русскинского лицензионного участка, подтверждена скважинами 104Р-Т, 68Р-ЗТ, 246Р-Р, 262Р-Р, 244Р-Р, 243Р-Р, 27Р-СИ, 25Р-С, 28Р-ЗС, 2202 и ограничивается половиной расстояния между скважинами. В северной части коллекторы пласта БС18-19 так же ограничены зоной глинизации, которая вскрыта разведочными (106Р-ТР, 61Р-Т, 100Р-Т, 83Р-ЗТ) и эксплуатационными скважинами (7014, 6127, 7115, 7179, 7210, 7300, 7244).

Максимальная эффективная толщина пласта вскрыта в скважине 6520 и составляет 46,3 м, минимальная эффективная толщина составляет 1,1 м (скв.256Р-СИ).

Нефтенасыщенная толщина в пределах пласта БС18-19 изменяется в пределах от 0,8 м (скв.6850) до 17,5 м (скв. 7622).

Пласт БС18-19 испытан в пятнадцати скважинах 3Р-Т, 5Р-СИ, 8Р-С, 9Р-С, 10Р-СИ, 11Р-СИ, 11Р-ЗТ, 12Р-СИ, 16Р-СИ, 20Р-ЗТ, 33Р-СИ, 40Р-Т, 53Р-К, 113Р-Т, 116Р-ТР (18 объектов). В результате получено два фонтана нефти (скв. 3Р-Т, 8Р-С) дебиты нефти составляют 6,8 м3/сут и 4,0 м3/сут, при диаметрах штуцера от 2 до 4мм, соответственно. При испытании шести скважин - 5Р-СИ, 9Р-С (2 объекта), 16Р-СИ, 20Р-ЗТ, 40Р-Т (3 объекта), 116Р-ТР получены непереливающие притоки нефти, дебитами от 0,9 м3/сут (скв. 40Р-Т) до 11,9 м3/сут (скв. 116Р-ТР), при Нср.дин.=1115 м - 965 м. В двух скважинах получены непереливающие притоки нефти с водой (скв. 10Р-СИ, 11Р-СИ) дебиты нефти изменяются от 1,6 м3/сут до 4,3 м3/сут , дебиты воды, соответственно, от 2,9 м3/сут до 5,4 м3/сут, при Нср.дин=530 – 1184 м. При опробовании скважины 11Р-ЗТ получен приток воды с пленкой нефти (дебит нефти 0,2м3/сут). В скважинах 12Р-СИ, 33р-СИ и 113Р-Т получены притоки воды. При испытании скважины 53Р-К притока не получено.

В результате комплексной интерпретации материалов ГИС и данных испытания скважин по пласту БС18-19 выделено пятнадцать залежей нефти, одна залежь в пределах Северо-Когалымского и Северо-Кочевского лицензионных участков и четырнадцать залежей в пределах Тевлинско-Русскинского лицензионного участка.

**Пласт БС17**

Согласно подсчету запасов 1986 года на месторождении были выделены две залежи нефти – в районе скважины 15Р-ЗС и 28Р-ЗС. Принадлежность выявленных залежей пласту БС17 подтверждается и в представляемой работе в связи с одинаково выполненной корреляцией.

К настоящему времени в пределах северной залежи в районе скважины 15Р-ЗС пробурено 10 эксплуатационных скважин. В 7 скважинах проводись опытные работы по исследованию промысловой характеристики пласта. В результате по всем скважинам была получена пластовая вода с небольшим количеством нефти, дебиты нефти ниже минимально рентабельных при сверхнормативной обводненности (до 99 %). Так в скважине 4000, расположенной в непосредственной близости от скважины 14Р-ЗС, давшей приток нефти дебитом 5,9 м3/сут, за период эксплуатации добыча жидкости составила 365 т, в том числе 46 т нефти.

В результате этих работ запасы залежи отнесены к забалансовым с соответствующими изменениями по протоколу ГКЗ № 11031 от 22 марта 1991 года.

По результатам выполненной интерпретации с учетом материалов опытных работ коллекторы пласта БС17 во всех скважинах характеризуются как водонасыщенные. В связи с этим нефтеносность пласта доказывается здесь только на небольшом участке вокруг скважины14Р-ЗС.

Еще один участок нефтеносности пласта предполагается по материалам интерпретации ГИС в скважине 15Р-ЗС. Условно границы нефтеносности этого участка приняты как литологические с местоположением на 1/3 расстояния от водоносных эксплуатационных скважин. Только с запада границей принят контур ВНК на отметке -2623,5 м. Размеры залежи в этих границах составили 1,7 м х 0,8 км, высота около 20 м. Вместе с тем не исключено, что и этот район характеризуется недонасыщенными коллекторами пласта БС17. Это предположение основывается на том, что поднятый из пласта керн представлен как нефтенасыщенными и водонасыщенными песчаниками.

Залежь в районе скважины 28Р-ЗС дополнительно изучена только одной скважиной 2998, которой подтверждены принятые в подсчете 1986 года построения. Залежь также представляется литологически ограниченной с размерами 6 км х 2,5 км и высотой 51 м от уровня ранее принятого ВНК на отметке -2700 м.

**Горизонт БС16**

Горизонт БС16 разделен на три самостоятельных пласта БС161, БС162 и БС163, два пласта БС162 и БС163 являются продуктивными и к ним приурочено пять залежей нефти.

Пласт БС163 в песчаной фации выделяется на западном погружении Тевлинско-Русскинского вала. Коллекторы пласта вскрыты на абсолютных отметках от 2583,0 м (скв. 7096) до 2756,2 м (скв.262 Р-Р). В пределах пласта БС163 выделяется крупная зона глинизации, которая подтверждена скважинами 6430, 7829, 7880, 6483 и 6503, и служит экраном для залежи 2 в районе скважины 244Р-Р.

По пласту БС163 выделено две залежи нефти, в районе скважины 246 Р-Р и скважины 244 Р-Р.

**Пласт БС162**

Коллекторы пласта БС162 распространены в западной части Тевлинско-Русскинского лицензионного участка и вскрыты на абсолютных глубинах от 2611,7 м (скв.105Р-ТР) до 2716,0 (скв. 11Р-ЗТ).

В пределах пласта БС162 выделяется несколько зон глинизации, которые ограничивают коллекторы пласта с юго-востока, разделяя его на отдельные линзы с различным насыщением. Зоны глинизации расположены в районах скважин 9731, 7228, 7286, 6247, 7291, 8683, 8399, 8416, 7756, 7776, 6434, 7990, 6503, 8028, 30Р-ЗС, 8134 и 243Р-Р и ограничиваются половиной расстояния между скважинами с разным насыщением.

Общая толщина пласта изменяется от 9,4 м (скв. 30 Р-ЗС) до 46,0 м (скв. 6127).

Максимальная эффективная толщина пласта вскрыта в скважине 246Р-Р и составляет 16,2 м, минимальная эффективная толщина составляет 1,0 м (скв. 244 Р-Р).

Нефтенасыщенная толщина в пределах пласта БС162 изменяется в пределах от 1,0 м (скв. 244 Р-Р) до 16,2 м (скв. 246 Р-Р).

Пласт БС162 испытан в пяти скважинах 10Р-ЗТ, 53 Р-К, 104 Р-Т, 246 Р-Р и 7014.

При испытании данного пласта получено два непереливающих притока нефти дебитами 6 м3/сут и 11 м3/сут, при Нср.дин=1157 – 1289 м (скв. 246 Р-Р, 10 Р-ЗТ) и два непереливающих притока воды. В скважине 7014 пласт БС162 испытан совместно с пластом БС163, в результате получен приток воды.

**Залежи нефти в неокомских отложениях**

**Горизонт БС12**

Согласно проведенным исследованиям ранее выделенные объекты подсчета запасов 1986 года пласты БС112 и БС12, а также пласт БС111 в районе скважины 28Р-ЗС являются составными частями горизонта БС12 и соответствуют представляемым пластам БС121 и БС122. В подсчете 1986 года представлено, что пласты содержат отдельные не связанные друг с другом залежи, имеют различную площадь распространения и уровни ВНК.

Залежь пласта БС12 выделена в результате бурения 3 скважин 15Р-ЗС, 26Р-ЗС, 35Р-ЗТ. Во всех других разведочных скважинах пласт был вскрыт заглинизированным, кроме скважины 14Р-ЗС, вскрывшей водонасыщенные песчаники. Залежь представлялась, как литологически ограниченная и приурочена к узкой полосовидной зоне развития коллекторов вдоль западного склона Иминского поднятия. Положение ВНК было определено на отметке – 2447 м.

Залежь вышезалегающего пласта БС112 выявлена в этом же районе и также связана с полосовидной зоной развития коллекторов северо-восточного простирания, но значительно большей протяженности. Нефтеносность пласта была установлена в 8 скважинах, пробуренных от западного склона Сорымской структуры (25Р-ЗС) в направлении свода Тевлинского поднятия (3Р-Т, 5Р-Т). Граница залежи на всем ее протяжении обусловлена литологическим замещением коллекторов пласта и только в юго-западной погруженной части определялась ВНК, который был установлен на отметке -2460 м.

Залежь пласта БС111 в районе скважины 28Р-ЗС была представлена литологически ограниченной с трех сторон и только с запада ее границей принят ВНК с отметкой -2742 м.

В настоящее время залежи этих пластов, представляющие один объект разработки, практически полностью разбурены эксплуатационными скважинами. Принципиально модель нефтегазоносности этого объекта не изменилась. В результате работ установлено наличие гидродинамической связи пластов, детализированы особенности развития коллекторов по площади и уточнено положение ВНК.

Гидродинамическая связь пластов горизонта обусловлена наличием зон слияния коллекторов и прерывистым развитием глинистых разделов между пластами. Другим геологическим признаком является последовательное изменение характера насыщения по разрезу горизонта в каждой скважине, отсутствие чередования нефтенасыщенных и водонасыщенных слоев.

Принципиально не изменились и границы развития коллекторов пластов, входящих в состав горизонта. В северной части существенное уточнение площади нефтеносности связано в основном с вскрытием скважинами 103Р-ТР и 63Р-ЗТ зоны глинизации коллекторов горизонта. На юге в результате проведенной корреляции установлено, что песчаники в районе скважины 28Р-ЗС, ранее относимые к пласту БС111, фактически составляют верхнюю часть горизонта БС12 в современных границах.

Положение поверхности ВНК определено в настоящее время по большому количеству скважин, прежде всего расположенных в пределах водонефтяной зоны. В целом подтверждает ее положение, установленное в работе по подсчету запасов 1986 года. В южной части залежи ВНК имеет наиболее низкое гипсометрическое положение, на отметке -2462 м в районе скважины 28Р-ЗС, расположенной на северо-западном погружении Сорымского поднятия. В северо-восточном направлении, по простиранию песчаной зоны пластов БС12, происходит последовательный подъем поверхности ВНК до уровня -2447 м в районе скважины 35Р-ЗТ, расположенной на площади Аикской структуры.

В целом по горизонту БС12 поле нефтеносности прослеживается на расстоянии 36 км, ширина изменяется от 1 км до 4 км, общая высота залежи достигает 100 м.

В связи с различием распределения по площади песчаников нижней и верхней частей горизонта, соответственно выделяемых как пласты БС122 и БС121, различаются и границы их нефтеносности.

Залежь в пласте БС122 с востока по восстанию пласта ограничена зоной выклинивания, на западе ее границей является в основном внешний контур нефтеносности. Общая протяженность залежи составляет 23 км, ширина 2,5-4 км и уменьшается до 1-0,5 км на севере. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в очень широких пределах, от 0,6 м до 30,4 м и в среднем по залежи составляют 6 м, при этом зона наибольших толщин приурочена к осевой части песчаного поля. По величине притоков, которые составили в разведочных скважинах от 2,6 м3/сут до 20 м3/сут, и эксплуатационным данным в пределах залежи имеют место как низкодебитные, так и среднедебитные участки.

Залежь пласта БС121 имеет протяженность 36 км, которая увеличилась по отношению к БС122 за счет развития пласта в северной части, в направлении Тевлинского поднятия. Ширина залежи 1-4 км, высота до 100 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в от 0,6 м до 10,8 м и в среднем по залежи составляют 2,7 м. По результатам опробования залежь может быть охарактеризована как низкодебитная, притоки нефти в разведочных скважинах составляли от 3,8 м3/сут до 15 м3/сут.

**Горизонт БС11**

Нефтеносность горизонта БС11 установлена в восточной части месторождения. В подсчете запасов 1986 года в этой части месторождения нефтеносность связывалась с пластом БС111 в районе скважины 61Р-Т и пластом БС103 по району скважин 5Р-Т, 3Р-Т, 2Р-Т, 61Р-Т, 62Р-Т и 83Р-ЗТ. Как установлено в процессе корреляции скважин, песчаники, ранее относимые к пласту БС103, фактически относятся к клиноформному комплексу горизонта БС11. В результате определено, что горизонт представляет самостоятельный нефтесодержащий объект. В его составе выделено 2 пласта - БС111 и БС112. Нефтенасыщенные песчаники пласта БС112 вскрыты пока только в одной скважине 66Р-ЗТ и потому их геометризация не проводилась. Основным нефтесодержащим объектом является пласт БС111, в составе которого выделены 2 залежи нефти.

**Горизонт БС102-3**

Горизонт БС102-3 является основным нефтесодержащим объектом на месторождении, как наиболее крупный по площади, объемам нефтенасыщенных пород и отличается более высокой продуктивностью скважин.

В представляемой работе горизонт определен как единый нефтесодержащий объект, характеризующийся гидродинамической связью содержащихся в нем пластов по площади и по разрезу, общей поверхностью водонефтяного контакта. В связи с высокой неоднородностью строения разреза было проведено его разделение на отдельные пласты, что позволило установить определенные закономерности в распределении песчаного материала по площади в принадлежности к отдельным пластам. Соответственно это дает возможность более точной геометризации объекта и расчета объемов нефтесодержащих пород.

В сопоставлении с подсчетом запасов 1986 года горизонту соответствуют пласты БС111 (за исключением района 61Р-Т и 28Р-ЗС), БС103 (за исключением площади в районе 5Р-Т - 83Р-ЗТ) и БС102. Положение ВНК, определенное по результатам разведки, в целом подтвердилось в процессе последовавшей доразведки и эксплуатационного бурения.

На площади месторождения выделены основная залежь и две небольших залежи в районе скважин 104Р-Т и 59Р-ЗТ.

**Пласт БС101**

Нефтеносность пласта установлена в процессе доразведки, в результате бурения скважин 62Р-Т, 100Р-Т и 119Р-Т, а также по материалам ГИС эксплуатационных скважин, пробуренных на горизонт БС102-3.

В скважине 62Р-Т пласт представлен единичным песчаным прослоем толщиной 1,2 м, при испытании пласта в интервале -2323,6-2327,6 м получен слабый приток нефти дебитом 1 м3/сут. В скважине 100Р-Т эффективная нефтенасыщенная толщина составила 0,8м, при опробовании в интервале -23332-2333 м получен приток нефти –2,32 м3/сут. при снижении уровня до 1199м.

В скважине 119Р-Т в составе пласта выделен один прослой песчаника толщиной 1,2 м в интервале -2447,1-2448,3 м. При опробовании в колонне интервала -2347,6-2349,2 м получено 8,2 м3/сут нефти при движении уровня в интервале 903-606 м.

В целом в пределах залежи пробурено 83 скважины, эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 0,4 до 2,8 м, по большинству скважин она составляет 0,8-1,4 м.

Залежь нефти пластовая, литологически экранированная с трех сторон. В северной части границей залежи является водонефтяной контакт, который принят на отметке -2360,2 м подошвы нефтенасыщенного прослоя в скважине 119Р-Т. Размеры залежи составляют 15 км х 3,5 км, высота 50 м.

**Пласт БС100.**

В подсчете запасов 1986 года с пластом БС100 связывались две залежи нефти литологически ограниченного типа.

Залежь 1 вскрыта двумя скважинами 8Р-Т и 7Р-Т. С запада, вверх по восстанию пласта, ее распространение ограничивалось зоной замещения коллекторов. На востоке границей залежи принят внешний контур нефтеносности на отметках от -2323 м до -2327 м. Нефтеносность коллекторов пласта доказывалась испытанием в скважине 8Р-Т, в которой из интервала 2397-2415 (абс. отм. -2311-2329 м) получен фонтанный приток нефти дебитом 93,6 м3/сут на 8-мм штуцере.

Залежь 2 выделялась по материалам ГИС и испытания скважин 6Р-Т, 20Р-ЗТ, 35Р-ЗТ и 43Р-ЗС. Также представлена как литологически ограниченная с зоной глинизации на востоке, с запада ее границей принят внешний контур поверхности ВНК с отметками залегания от -2313,8 м в районе скважины 6Р-Т до – 2323 м в районе скважины 43Р-ЗС.

Нефтеносность пласта доказывалась испытанием в скважинах 6Р-Т и 20Р-ЗТ. При испытании скважины 6Р-Т в интервале 2384-2381 (абс. отм. -2302,6-2309,6 м) получен непереливающий приток нефти с водой дебитами 16,7 м3/сут и 35,4 м3/сут, соответственно, при динамическом уровне 1084 м. В скважине 20Р-ЗТ также получен приток нефти с водой дебитами 6,7 м3/сут и 2,9 м3/сут при уровне 1250 м из интервала пласта 2391-2394 м (абс. отм. -2310,5-2313,5 м).

В настоящее время площади залежей пласта БС100 практически полностью разбурены эксплуатационными скважинами. Дополнительно его опробование выполнено в 5 разведочных и 7 эксплуатационных скважинах.

По результатам корреляции установлено, что пласт БС100 характеризуется покровным развитием и повсеместно на площади месторождения и за его пределами представлен песчаниками. Зоны замещения коллекторов в нем отсутствуют. Таким образом, не подтверждается модель литологического ограничения представленных в подсчете запасов залежей.

В результате проведенных испытаний пласта дополнительной информации по его нефтеносности не получено. Во всех испытанных скважинах пласт оказался водоносным.

Так, испытание пласта было проведено в скважине 448 на участке залежи с запасами категории С1. В результате в открытом стволе из интервала -2297,9-2313,9 получен приток воды 110,4 т/сут при депрессии на пласт 7,8мПа. В скважине 7756 в интервале -2321,6-2343,6 м получен приток воды 120,24 м3/сут при депрессии на пласт 12 мПа. Была пущена в эксплуатацию скв.6Р-Т. В процессе эксплуатации скважина начала подавать воду. Провели изоляционные работы. Получен приток воды. По данным ПГИ приток из перфорированного интервала БС102-3.

По материалам ГИС эксплуатационных скважин, которыми изучена практически полностью площадь ранее выделявшихся залежей, пласт определяется как водонасыщенный.

Таким образом, в разрезе Тевлинско-Русскинского месторождения всего выделено 68 залежей нефти, которые связаны с среднеюрским, позднеюрским, ачимовским и неокомским комплексами 17 продуктивных пластов.

**II. Специальная часть**

**Глава 1.** **Петрофизическое описание объектов исследования**

Осадочный комплекс Среднего Приобья представлен песчано-алевролитовыми и глинистыми породами мезо-кайнозойского возраста. Их суммарная мощность увеличивается к центру провинции и к северу, достигая 4—5 км. Этаж нефтегазоносности составляет 2—3 км. Промышленные залежи нефти и газа стратиграфичес­ки приурочены к отложениям мелового и юрского возраста. Крупнейшие нефтяные залежи сосредоточены в отложениях нижнего мела и верхней юры, газовые и газоконденсатные — в породах верхнего мела (сеноман) и верхней юры.

Геологические процессы накопления и формирования осадков определили боль­шое разнообразие пород-коллекторов по гранулометрическому и минеральному соста­ву, по геохимическим особенностям цементации и, как следствие, обусловили сложную структуру фильтрационно-емкостного пространства. Отличительными особенностями залежей являются низкая вязкость нефти, небольшая проницаемость продуктивных пластов, высокая начальная водонасыщенность и повышенная пластовая температура.

Палеозойские, юрские и даже меловые отложения во многих районах Среднего приобья подвержены глубокой флюидной переработке. Вследствие этого продуктивные отложения представлены как поровыми, так и трещиноватыми коллекторами.

Коллекторы большинства нефтяных и газовых залежей относятся к сложному типу, поскольку их каркас образован многокомпонентной композицией минералов со сложной структурой поровых каналов. Особую трудность для исследования представля­ют малопроницаемые глинистые коллекторы при наличии тонкого переслаивания с не­проницаемыми отложениями.

В начальный период эксплуатации отбор углеводородов происходит из трещин, а затем, при увеличении перепада давлений, после «отключения» трещин, дренаж обеспе­чивается поровой структурой коллектора. По оценкам многих исследователей, трещинная пористость по фактическому содержанию углеводородов в выработанных месторождениях примерно равна 0,2 %. Максимальная трещинная пористость может дости­гать 1 %.

Значительное влияние на электрические параметры оказывает углеводородный состав нефти. Так, наличие в нефти поверхностно-активных нафтеновых и олеиновых кислот приводит к изменению величины поверхностного натяжения на границе фаз углеводороды—вода, углеводороды—минеральные частицы. Эти факторы существенно уменьшают толщину пленки связанной воды и увеличивают удельное сопротивление.

В зоне проникновения продуктивных пластов-коллекторов могут возникать сложные пространственные распределения удельного сопротивления. Так, например, если скважиной вскрыт гидрофильный коллектор, то возможны два процесса развития проникновения.

Если пластовая вода прочно связана со скелетом породы, то нефть вытесняется из пор водным фильтратом, проникающим из скважины. При этом в большинстве слу­чаев в прискважинной области пласта повышается удельное сопротивление. И только в отдельных залежах обнаруживается понижающее проникновение. Возможное объясне­ние заключается в следующем. Было показано, что присутствующие в нефти в весьма малых количествах (0,1%) высокомолекулярные нафтеновые кислоты способны созда­вать весьма устойчивые эмульсии при взаимодействии с водным фильтратом буровой жидкости, содержащим ионы щелочных добавок (например, бикарбоната натрия). Эти процессы приводят к изоляции фильтрата пленками нефти («вода в нефти») и к росту удельного сопротивления в зоне проникновения, несмотря на вытеснение непроводя­щей нефти проводящим раствором. Эти обстоятельства затрудняют оценку пористости пласта по данным о параметрах зоны проникновения, полученным по измерениям на постоянном токе. Проблема усугубляется тем, что для нефти одних и тех же плотности и вязкости эмульгирующая способность меняется в широких пределах. Высокие значения степени водонасыщения не могут быть объяснены гидрофобизацией пород и связаны с возникновением эмульсии. Образование эмульсии в зоне проникновения и особенно в ее «промытой» части является одной из причин различия в оценках ее удельного сопро­тивления методами постоянного и переменного токов.

Наряду с отмеченными особенностями образования электрических неоднородностей в зоне проникновения могут существовать и другие ситуации. В частности, нельзя исключать наличие микротрещин в терригенных коллекторах, которые играют важную роль в фазовой проницаемости. Эта трещиноватость может влиять на характер распределения электрических свойств в зоне проникновения.

В тонкослоистых осадочных отложениях, обладающих признаками коллекторов, возможны различия, как по содержанию флюидов различной вязкости, так и по степени смешения нефти и воды. Вероятно, вытеснение флюидов из прослоев с большим содер­жанием воды всегда будет интенсивнее, чем из более нефтенасыщенных прослоев. Ка­жущиеся УЭС в таких толщах могут сильно отличаться от соответствующих трансфор­маций в изотропных пластах.

Если в песчанике есть рыхлосвязанная вода, то она может вытесняться вслед за нефтью. Это приводит к скоплению рыхлосвязанной воды в зоне возмущения пластово­го флюида. Формируется окаймляющая зона с более низким удельным сопротивлени­ем, чем окружающие ее части пласта. Обычно толщина окаймляющей зоны составляет 5—20 % от общей ширины зоны проникновения. Модели с окаймляющей зоной часто встречаются в залежах Приобской нефтяной зоны.

При тонкой слоистости продуктивного пласта-коллектора окаймляющая зона может не формироваться, поскольку границы с различным флюидонасыщением будут находиться на разных расстояниях от стенки скважины из-за различной проницаемости отдельных прослоев.

**Петрофизические особенности нефтегазовых коллекторов**

**Среднего Приобья**

Связующим звеном между геологическими объектами и геофизическими метода­ми исследования разрезов скважин является петрофизика. Петрофизика осадочных по­род концентрируется на исследовании пористости с различными ее проявлениями, ха­рактеристик насыщения пород флюидами и их способности пропускать флюиды через поровое пространство, а также минералогического и гранулометрического состава по­род.

Эти петрофизические характеристики по отдельности или в совокупности связа­ны с конкретными физическими параметрами. К ним относят электрическую проводи­мость или удельное электрическое сопротивление, адсорбционную способность, плот­ность, водородсодержание, естественную радиоактивность и т.д.

Электрическая проводимость основных типов осадочных пород практически не зависит от их минералогического состава, поскольку удельное сопротивление породо­образующих минералов чрезвычайно высокое (10—10Ом-м). Исключением являются антрацитовые угли и сульфидные минералы, удельное сопротивление которых на много порядков меньше.

Повышенную электропроводность осадочным породам придает вода, в которой растворены соли разных металлов. Преобладающую роль играют хлориды (NaCI, CaCI, MgCl и др.), молекулы которых диссоциируются в водной среде. В зависимости от со­става растворенных солей и от температуры раствора его удельное электрическое сопро­тивление изменяется примерно на три порядка — от 0,01 до 10 Ом-м.

Из-за сложности описания реальной структуры порового пространства пород, обусловленной извилистостью поровых полостей и неравномерностью распределения минеральных частиц, по-разному взаимодействующих с пластовыми флюидами, связь между петрофизическими параметрами (пористостью, водо-, нефте-, газонасыщеннос­тью) и электрическим сопротивлением пород-коллекторов представляется различного типа эмпирическими зависимостями:

р = Р р = Р Р р.

Здесь *р—* УЭС водо-, нефте-, газонасыщенного пласта; *р —* УЭС этого же пласта, поровый объем которого заполнен на 100 % пластовой водой; *р —* УЭС пластовой воды; *Р, Р —* параметры насыщения и пористости.

Параметр насыщения *Р* или коэффициент увеличения сопротивления показыва­ет, во сколько раз возросло удельное сопротивление породы при частичном или полном насыщении ее нефтью и (или) газом. Параметр насыщения связан с коэффициентом водонасыщения *К* эмпирическим соотношением

**P=a**

Здесь а и n  *—* эмпирические величины, зависящие от типа покрытия поверхности пор пластовыми флюидами (гидрофильного или гидрофобного).

Параметр пористости породы *(Р* или относительное сопротивление) зависит от коэффициента пористости *К* и структуры порового пространства и для неглинистой «чистой» породы

Р=a[K]

Здесь *а* и *т —* эмпирические величины, характеризующие структуру пор в зависимости от уплотнения пород.

При низкой электропроводности пород возможно влияние поляризационных свойств среды на формирование электромагнитного поля. Поляризуемость среды обус­ловлена прежде всего дипольными моментами молекул воды, находящейся в свободном и рыхлосвязанном состояниях, и количественно описывается диэлектрической прони­цаемостью. В некоторых случаях возможны поляризационные эффекты, обусловленные вторичной пиритизацией терригенных отложений.

Петрофизические модели удельного электрического сопротивления пород широ­ко используются в практике для количественной оценки фильтрационно-емкостных па­раметров пористо-проницаемых пород. Удельное электрическое сопротивление много­компонентных пористо-проницаемых сред определяется множеством параметров: количеством, формой, расположением, минеральными свойствами твердых и жидких фаз и их взаимодействием.

### Физические свойства горных пород

Плотность осадочных пород зависит от минерального скелета, пористости, обусловленной структурой и происхождением пород, плотности жидкости, заполняющей поры. Размер пор и форма их зависят от формы и размеров породообразующих частиц.

Плотность горной породы – масса единицы объема абсолютно сухой горной породы, измеряется в кг/м3, г/см3. Так как плотность минерального скелета горных пород изменяется в узких пределах, то плотность горных пород обычно обратно пропорциональна их пористости.

Пористость горной породы – свойства породы, заключающиеся в наличие в ней пустот (пор), незаполненных твердым веществом. Пористость измеряется коэффициентом пористости, представляющим собой отношение объема всех пустот горной породы к ее общему объему, выраженное в процентах или долях единицы.

Различают:

1. *пористость абсолютную* – все пустоты горной породы независимо от их формы, величины и взаимного расположения;

2. *пористость открытую* (насыщенную) – совокупность сообщающихся между собой пустот;

3. *пористость эффективную* – совокупность пустот горной породы, участвующих в процессе фильтрации. Пористость реальных коллекторов нефти и газа редко превышает 30%, а в большинстве случаев составляет 12-25%. Для характеристики коллекторских свойств пласта недостаточно одной пористости, они также связаны с размером поровых каналов.

По величине поровые каналы нефтяных и газовых коллекторов условно подразделяют на три группы:

1. *сверхкапиллярные* – 2-0,5мм (движению жидкости и газа препятствуют лишь силы трения);
2. *капиллярные* - 0,5-0,0002мм (значительно препятствуют также капиллярные силы);
3. *субкапиллярные* - менее 0,0002мм (из-за действия капиллярных сил движения жидкости в природных условиях практически невозможно, поэтому горные породы, хотя и обладающие значительной пористостью, но имеющие поры преимущественно субкапиллярного характера (глина, глинистые сланцы и др.) не относят к коллекторам).

Содержание в пустотах горных пород нефти, газа, воды называется насыщенностью. Коэффициент нефтенасыщенности - доля объема пустот в горной породе, заполненной нефтью. Аналогично определяются коэффициенты газо-водонасыщенности.

Проницаемостью горных пород называют их способность пропускать жидкость или газ под действием перепада давления. Проницаемость является одним из важнейших коллекторских свойств. Проницаемость измеряется объемным расходом невзаимодействующей с породой жидкости определенной вязкости, протекающей через заданное поперечное сечение горной породы, перпендикулярное заданному градиенту давления.

Удельное электрическое сопротивление горных пород изменяется в очень широких пределах и определяется минеральным составом, пористостью, минерализацией пластовых вод, соотношением воды и нефти в поровом пространстве. В зависимости от характера насыщения и глинистости коллекторов, удельное сопротивление песчаников изменяется от 1,5 до 60 Ом.м. Водоносные коллектора отмечаются сопротивлением от 1,5 до 6,4 Ом.м, продуктивные от 6 до 60 Ом.м. Для глинистых пород удельное электрическое сопротивление характеризуется низкими и сравнительно постоянными значениями 1-10 Ом.м.

Естественная радиоактивность горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов. Максимальной радиоактивностью характеризуются глины 20-25 мкр/час, радиоактивность песчаников и алевролитов возрастает с увеличением глинистости 2-20 мкр/час.

**Глава 2. Геолого-технологические задачи, решаемые по данным ГТИ**

По целевому назначению основные задачи ГТИ проводимые в ОАО «КНГФ» подразделяются на геологические, технологические, планово-экономические, и информационные. Самыми важными и главными являются геологические и технологические задачи. Они очень тесно взаимосвязаны и поэтому должны быть рассмотрены вмести.

**Решаемые геологические задачи:**

1. Оптимизация получения геолого-геофизической информации - выбор и корректировка:

- интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов;

- интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС.

2. Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза.

3. Оперативное выделение в разрезе пластов-коллекторов;

4 Оперативная оценка характера насыщения выделенных коллекторов;

5. Выявление в разрезе реперных горизонтов.

Для решения геологических задач производился отбор шлама и анализ ЛБА - через 5 метров, а при подходе к проектной глубине вскрытия продуктивных проектных пластов и в пласте - через 1-2 метра.

Регистрировались следующие геолого-геохимические параметры:

- суммарное газосодержание в БР – Гсум;

- количественный состав УВ газов (С1-С5) в газовоздушной смеси, полученной в результате непрерывной частичной дегазации БР (ГВЛ), абс.%;

- процентное содержание основных литологических разностей в пробах шлама %;

- люминесцентно-битуминологический анализ проб шлама (ЛБА шлама);

- люминесцентно-битуминологический анализ проб бурового раствора (ЛБА раствора) выполняется в случаях повышения газопоказаний или утяжеления относительного состава УВ-газов, неподтверждаемых геологическими причинами;

рассчитывались следующие геолого-геохимические параметры:

- суммарное содержание УВ газов по ГВЛ (ΣС1+С5), абс.%;

- относительное содержание УВ газов (С1-С5) по ГВЛ, %.

**Решаемые технологические задачи:**

1 Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении.

2 Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач.

3 Распознавание и определение продолжительности технологических операций.

4 Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот.

5 Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом.

6 Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация работы грузоподъемных механизмов).

7 Контроль гидродинамических давлений в скважине.

8 Контроль пластовых и поровых давлений, прогнозирование зон АВПД и АВПоД.

9 Контроль спуска и цементирования обсадной колонны.

10 Диагностика предаварийных ситуации в реальном масштабе времени.

11 Диагностика работы бурового оборудования.

Для решения выше описанных задач в реальном времени регистрировались следующие технологические параметры:

- вес на крюке, т;

- давление в нагнетательной линии, атм;

- положение тальблока относительно стола ротора, м;

- число ходов насосов, х/мин;

- поток на выходе, усл.ед;

- температура раствора на выходе, С°;

- объем в рабочих емкостях и в емкости долива, м3;

- текущее время, сек;

и рассчитывались следующие технологические параметры:

- нагрузка на долото, т;

- текущая глубина забоя, м;

- глубина положения долота, м;

- скорость СПО, м/сек;

- расход БР на входе, л/сек;

- механическая скорость проходки, м/ч;

- детальный механический каротаж (ДМК), мин/м;

- определение режимов на буровой (бурение, проработка, СПО, ГИС, ”над забоем” и т.д.);

- суммарные времена по рейсам, час-мин;

- время отставания по раствору и шламу, мин.

**Глава 3.** **Комплексы ГТИ для скважин разного назначения.**

**Комплекс ГТИ при бурении опорных, параметрических,**

**структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин**

Таблица 4

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Решаемые задачи** | **Обязательные исследования**  **и измерения** | **Дополнительные исследования и**  **измерения** |
| Геологические задачи   * Оптимизация получения геолого-геофизической информации (выбор и корректировка: интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов; интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС). * Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза. * Оперативное выделение пластов-коллекторов. * Определение характера насыщения пластов-коллекторов. * Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов. * Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов. * Выявление реперных горизонтов. | Исследование шлама,  керна, бурового раствора:   * Отбор образцов шлама через 5м. по всему разрезу и через 1-2 м. в перспективных интервалах; * Фракционный анализ шлама; * Определение карбонатности пород (кальцит, доломит и нерастворимый остаток); * Люминесцентный анализ шлама и бурового раствора; * Оценка плотности и пористости шлама; * Определение объемного газосодержания бурового раствора; * Измерение суммарного газосодержания бурового раствора; * Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газовоздушной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора; * Периодическая термовакуумная дегазация (ТВД) проб раствора для калибровки дегазатора; * ТВД проб шлама. | * Измерение окислительно-восстановительного потенциала; * Пиролиз горных пород; * Фотоколориметрия; * Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора. |
| Технологические задачи   * Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении. * Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач. * Распознавание и определение продолжительности технологических операций. * Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот. * Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов). * Контроль гидродинамических давлений в скважине. * Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операцях, управление доливом. * Определение пластового и порового давлений (прогнозирование зон АВПД и АВПоД). * Контроль спуска и цементирования обсадной колонны. * Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени. * Диагностика работы бурового оборудования. | Измерение и определение технологических параметров:   * Глубина скважины и механическая скорость проходки; * Вес на крюке и нагрузка на долото; * Давление бурового раствора на стояке манифольда; * Давление бурового раствора в затрубье; * Число ходов насоса; * Расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока); * Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости; * Скорость спуска и подъема бурильного инструмента; * Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины; * Скорость вращения ротора (при роторном бурении); * Крутящий момент на роторе (при роторном бурении); * Температура раствора на входе и на выходе из скважины. | * Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе; * Виброакустические характеристики работы бурового инструмента. |

**Комплекс ГТИ при бурении горизонтальных скважин**

Таблица 5

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Решаемые задачи** | **Обязательные исследования**  **и измерения** | **Дополнительные исследования**  **и измерения** |
| Геологические задачи   * Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза. * Оперативное выделение пластов-коллекторов. * Определение характера насыщения пластов-коллекторов. * Выявление реперных горизонтов. | Исследование бурового раствора:   * Определение объемного газосодержания бурового раствора; * Измерение суммарного газосодержания бурового раствора; * Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газовоздушной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора; * Периодическая термовакуумная дегазация (ТВД) проб раствора для калибровки дегазатора. | * Отбор образцов шлама из пласта-коллектора через 1-2 м; * Макро и микроскопия шлама; * Люминесцентный анализ шлама; * Оценка плотности и пористости шлама; * Проведение инклинометрических замеров автономными приборами; * Измерение геофизических параметров с помощью забойных телеметрических систем; * Контроль процесса цементирования; * Контроль экологического состояния на территории буровой. |
| Технологические задачи   * Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении. * Распознавание и определение продолжительности технологических операций. * Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот. * Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов). * Контроль гидродинамических давлений в скважине. * Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операцях, управление доливом * Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени. * Диагностика работы бурового оборудования. | Измерение и определение  технологических параметров:   * Глубина скважины и механическая скорость проходки; * Вес на крюке и нагрузка на долото; * Давление бурового раствора на стояке манифольда; * Давление бурового раствора в затрубье; * Число ходов насоса; * Расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока); * Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости (при наличии последней на буровой); * Скорость спуска и подъема бурильного инструмента; * Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины; * Скорость вращения ротора (при роторном бурении); * Крутящий момент на роторе (при роторном бурении); * Температура раствора на входе и на выходе из скважины. | * Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе; * Виброакустические характеристики работы бурового инструмента. |

**Комплекс ГТИ при бурении эксплуатационных скважин**

Таблица 6

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Решаемые задачи** | **Обязательные исследования**  **и измерения** | **Дополнительные исследования**  **и измерения** |
| Геологические задачи   * Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза. * Оперативное выделение пластов-коллекторов. * Определение характера насыщения пластов-коллекторов. * Выявление реперных горизонтов. | Исследование бурового раствора:   * Определение объемного газосодержания бурового раствора; * Измерение суммарного газосодержания бурового раствора; * Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газовоздушной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора; * Периодическая термовакуумная дегазация (ТВД) проб раствора для калибровки дегазатора. | Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора |
| Технологические задачи   * Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении. * Распознавание и определение продолжительности технологических операций. * Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот. * Оптимизация спуско-подъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов). * Контроль гидродинамических давлений в скважине. * Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операцях, управление доливом * Контроль спускоа и цементирования обсадной колонны. * Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени. * Диагностика работы бурового оборудования. | Измерение и определение технологических параметров:   * Глубина скважины и механическая скорость проходки; * Вес на крюке и нагрузка на долото; * Давление бурового раствора на стояке манифольда; * Давление бурового раствора в затрубье; * Число ходов насоса; * расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока); * Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости (при наличии последней на буровой); * Скорость спуска и подъема бурильного инструмента; * Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины; * Скорость вращения ротора (при роторном бурении); * Крутящий момент на роторе (при роторном бурении); * Температура раствора на входе и на выходе из скважины. |  |

**Глава 4.** **Аппаратура станции ГТИ для исследования скважин**

Обеспечение методов ГТИ осуществляется комплексом датчиков, регистрирующих параметры бурения и являющимися первичными источниками данных.

Датчики обеспечивают регистрацию следующих технологических параметров:

**«Вес на крюке»** измеряется тензометрическим датчиком, установленным на «мертвом» конце лебедки. Первичным преобразователем служит тензорезистор, который изменяет электрическое сопротивление проводника под влиянием деформации. Диапазон измерения от 0 до 200 тонн, чувствительность 80 кг. Используется для расчета нагрузки на долото и в ряде других задач.

**«Давление на входе нагнетательной линии»** измеряется датчиком давления ДД-250, установленным на манифольде нагнетательной линии. Первичным преобразователем служит тензорезистор. Диапазон измерения от 0 до 250 атм. Точность измерений - 1%. Давление служит для оперативного выявления подклинок долота или забойного двигателя.

**«Высота положения тальблока»** измеряется датчиком оборотов лебёдки (ДОЛ), установленным на лебедке. Диапазон измерения от 0 до 40 м. Точность измерений – 1см. Данный датчик является основой для расчета глубины долота.

**«Число ходов бурового насоса»** измеряется индуктивным датчиком, который срабатывает от приближения металла, выдавая импульсы кратно ходам насоса. Точность измерений – 1 ход насоса.

**«Обороты ротора»** измеряется индуктивным датчиком, который срабатывает от приближения металла, выдавая импульсы кратно оборотам вала ротора, установленным на приводе стола ротора. Точность измерений – 1 оборот ротора.

**«Расход промывочной жидкости на входе»** измеряется датчиком РГР-100, установленным в нагнетательной линии, либо датчиком ультразвуковым "ARTWIK". Электромагнитный преобразователь или основан на допплеровском эффекте. Диапазон измерения от 0 до 100 л\сек. Точность измерений 1%.

**«Расход промывочной жидкости на выходе»** измеряется датчиком «лопатка» с реохордом, установленным в желобе. Резистивный тип преобразователя. Диапазон измерения от 0 до 50 л. Точность измерений – 10 %. Используется только на буровых с открытой желобной системой.

**«Уровень промывочной жидкости в емкостях»** измеряется уровнемерами герконового типа, установленным в емкости с буровым раствором. Диапазон измерения от 1 до 2,5 м. Точность измерений – 0.5 мм. Объем промывочной жидкости рассчитывается программно исходя из площади дна емкости.

**«Температура промывочной жидкости на выходе»** измеряется термометром, установленным в желобе. Первичный преобразователь – терморезистор, Диапазон измерения от 0 до 100 С. Точность измерений 1 С.

В условия района Крайнего Севера и приравненных к ним районов использование датчика промывочной жидкости на выходе («лопатка») не представляется возможным в связи с использованием буровых установок с закрытой желобной системой.

По согласованию с заказчиком и при использовании передвижных буровых установок использующие насосы с регулируемыми ходами, расход промывочной жидкости на входе рассчитывается программно исходя из коэффициента заполнения насоса и количества ходов насоса.

**Информационное табло бурильщика** предназначено для отображения и визуализации информации, получаемой от датчиков. На лицевой панели пульта бурильщика расположены шесть линейных шкал с дополнительной цифровой индикацией для отображения параметров: крутящий момент на роторе, давление ПЖ на входе, плотность ПЖ на входе, уровень ПЖ в емкости, расход ПЖ на входе, расход ПЖ на выходе. Параметры веса на крюке, нагрузки на долото по аналогии с ГИВ отображены на двух круговых шкалах с дополнительным дублированием в цифровом виде. В нижней части табло расположены одна линейная шкала для отображения скорости бурения, три цифровых индикатора для отображения параметров - глубина забоя, положение над забоем, газосодержание. Алфавитно-цифровой индикатор предназначен для вывода текстовых сообщений и предупреждений.

***Геохимический модуль*** станции включает газовый хроматограф, анализатор суммарного газосодержания, газовоздушную линию и дегазатор бурового раствора.

Наиболее важной составной частью геохимического модуля является газовый хроматограф. Для безошибочного, четкого выделения продуктивных интервалов в процессе их вскрытия нужен очень надежный, точный, высокочувствительный прибор, позволяющий определять концентрацию и состав предельных углеводородных газов в диапазоне от 1-10-5 до 100 %. Для этой цели для комплектации станции ГТИ разработан газовый хроматограф «Рубин».

Для выделения забойного газа, растворенного в буровом растворе, используются дегазаторы двух типов

поплавковые дегазаторы пассивного действия;

дегазаторы активные с принудительным дроблением потока.

**Поплавковые дегазаторы** просты и надежны в эксплуатации, однако обеспечивают коэффициент дегазации не более 1-2 %.

**Дегазаторы с принудительным дроблением потока** могут обеспечить коэффициент дегазации до 80-90 %, но менее надежны и требуют постоянного контроля.

Непрерывный анализ суммарного газосодержания производится с помощью **выносного датчика суммарного газа**. Преимущество данного датчика перед традиционными анализаторами суммарного газа, размещаемыми в станции, заключается в оперативности получаемой информации, так как датчик размещается непосредственно на буровой и время задержки на транспортировку газа с буровой на станцию исключается. Кроме этого, для комплектации станций разработаны **газовые датчики** для измерения концентраций неуглеводородных компонентов анализируемой газовой смеси: водорода H2, окиси углерода CO, сероводорода Н2S.

***Геологический модуль*** станции обеспечивает исследование бурового шлама, керна и пластового флюида в процессе бурения скважины, регистрацию и обработку получаемых данных.

Исследования, выполняемые операторами станции ГТИ, позволяют решать следующие основные геологические задачи:

* литологическое расчленение разреза;
* выделение коллекторов;
* оценка характера насыщения коллекторов.

Для оперативного и качественного решения этих задач определен наиболее оптимальный перечень приборов и оборудования и исходя из этого разработан комплекс геологических приборов.

***Карбонатомер микропроцессорный КМ-1А*** предназначен для определения минерального состава горных пород в карбонатных разрезах по шламу и керну. Данный прибор позволяет определить процентное содержание кальцита, доломита и нерастворимого остатка в исследуемом образце пород. Прибор имеет встроенный микропроцессор, который рассчитывает процентное содержание кальцита и доломита, значения которых отображаются на цифровом табло или на экране монитора. Разработана модификация карбонатомера, позволяющая определить содержание в породе минерала сидерита (плотность 3,94 г/см3), который оказывает влияние на плотность карбонатных пород и цемента терригенных пород, что может существенно снижать значения пористости.

***Плотномер шлама ПШ-1*** предназначен для экспресс-измерения плотности и оценки общей пористости горных пород по шламу и керну. Принцип измерения прибора ареометрический, основан на взвешивании исследуемого образца шлама в воздухе и в воде. С помощью плотномера ПШ–1 можно проводить измерения плотности горных пород с плотностью 1,1-3 *г/см*³ [3].

***Люминоскоп ЛУ-1М*** с выносным УФ-осветителем и устройством для фотографирования предназначен для исследования бурового шлама и образцов керна под ультрафиолетовым освещением с целью определения наличия в породе битуминозных веществ, а также для их количественной оценки. Принцип измерения прибора основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами излучать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально определить наличие, качественный и количественный состав битумоида в исследуемой породе с целью оценки характера насыщения коллекторов. Устройство для фотографирования вытяжек предназначено для документирования результатов люминесцентного анализа и способствует исключению субъективного фактора при оценке результатов анализа. Выносной осветитель позволяет осуществлять предварительный осмотр крупногабаритного керна на буровой с целью выявления наличия битумоидов.

***Осушитель шлама ОШ-1***предназначен для экспресс-осушки проб шлама под воздействием теплового потока. Осушитель имеет встроенный регулируемый таймер и несколько режимов регулировки интенсивности и температуры воздушного потока.

Перечисленные датчики являются базовым комплектом станции ГТИ «Геотест-5», который является достаточным минимумом для решения технологических задач. Помимо выше перечисленных, используются также дополнительные датчики при бурении сверхглубоких скважин с зонами АВПД. В рассматриваемой работе при бурении скважины на Тевлинско-Русскинском месторождении использовался базовый комплект датчиков.

**Глава 5. Методика исследования скважин**

С целью поиска залежей углеводородов в отложениях Сортымской, Усть-Балыкской и Тюменской свит (пласты **БС10, БС11, БС16, БС17, БС18, БС19, БС20, ЮС1, ЮС2.**) и изучения геологического строения площади, были заложены и пробурены вертикальные поисковые и разведочные скважины.

Бурение скважин сопровождалось геолого-технологическими исследованиями, которые проводились партиями ГТИ ОАО «КНГФ».

Для исследований использовалась компьютеризированная станция ГТИ «Геотест-5» с автоматизированным газокаротажным хроматографом «Рубин», осуществляющим раздельный компонентный анализ по углеводородным газам предельного ряда С1-С5. А так же комплектом датчиков для регистрации технологических параметров. Параллельно информация о строительстве скважины в реальном времени передавалась на пульт бурильщика, установленный непосредственно на буровой. Данные регистрировались с шагом опроса 10 сек. во временном масштабе, 0.2 метра в глубинном масштабе. Реально-временная визуализация параметров проводилась непрерывно на экранах компьютеров с привязкой по глубине и по времени в заданном масштабе. Обработка и визуализация геолого-технологических исследований производилась в специализированном программном пакете «GeoData».

Основной первичной производственной единицей службы ГТИ является партия, осуществляющая круглосуточное сопровождение процесса строительства скважины и обеспечивающая:

1. регистрацию параметров и визуализацию их на экране дисплеев;
2. обработку данных с определением расчетных параметров;
3. оперативный анализ ситуации;
4. выдачу предупреждений геологической и технологической службе об отклонении параметров от проектных;
5. выдачу предварительных заключений о перспективах нефтегазоносности разреза по комплексу методов ГТИ.
6. получение достоверной информации на основании правильной настройки, своевременной профилактики и ремонта аппаратурного обеспечения и датчиков;
7. оперативное обнаружение неисправности и, в случае невозможности ее устранения на месте, сообщение на базу с точным описанием симптомов;
8. оперативную интерпретацию показаний датчиков и своевременное оповещение буровой бригады и мастера об отклонении от РТК, отработке долота, предаварийных ситуациях.

Сбор с датчиков и обработка сигналов поступающих с датчиков осуществляется выносным технологическим модулем коммутации и сбора информации «Пульт бурильщика» располагаемым на буровой в непосредственной близости от бурильщика. Также «Пульт бурильщика» обеспечивает контроль и наглядное отображение основных технологических параметров бурения, вывод аварийной сигнализации и сообщений для бурильщика в процессе бурения.

Аналоговые электрические сигналы с датчиков ГТИ, установленных на буровой, преобразуются в цифровые – аналого-цифровым преобразователем (АЦП) и передаются по каналу связи с буровой на станцию, где обрабатываются и регистрируются программным комплексом «Регистратор», разработанным ОАО НПФ «Геофизика» (г. Уфа).

Программа «Регистратор» осуществляет в режиме реального времени:

• приём от датчиков и пульта бурильщика технологических параметров бурения и газовых параметров;

• регистрацию параметров в масштабе времени, глубины и "исправленной" глубины;

• отображение параметров в цифровом и графическом виде, на технологических схемах процесса бурения;

• автоматический и визуальный контроль параметров бурения и оценку ситуации;

• контроль работы регистрирующей аппаратуры;

• накопление регистрируемых данных в базе данных реального времени;

• передачу данных с буровой на удаленный компьютер через Интернет;

а также, в дополнительных модулях:

• контроль зон АВПД;

• приём от газоаналитической аппаратуры геохимических параметров (работа с хроматографом);

• контроль долива при СПО; контроль объемов раствора; гидравлические и гидродинамические расчеты

• работу с пультом бурильщика; удаленный мониторинг процесса бурения;

Обрабатывающий комплекс «Регистратор» установлен на компьютере-сборщике. Этот комплекс обеспечивает автоматический расчет многочисленных параметров при бурении скважины.

Производится расчет нагрузки на долото, текущей глубины забоя, глубина положения долота, ДМК, механической скорости бурения, относительной концентрации углеводородных газов, средняя скорость проходки, рейсовая скорость проходки, нормализованная скорость проходки, скорость СПО, суммарный объём во всех емкостях, изменение объёма в рабочих емкостях в процессе циркуляции, объёмы и интенсивность поглощения и проявления, балансы объёмов при вытеснении и доливе скважины. «Привязка» данных хроматографического анализа к истинным глубинам с учетом отставания по раствору и газовоздушной линии. Производится автоматическое определение технологических этапов на буровой.

Вся информация обрабатывающим комплексом «Регистратор» сохраняется во внутреннем формате. Внутренний формат содержит три типа файла: временной файл с расширением \*.realtime с шагом записи 10 сек., файл параметров бурения с учетом времени отставания - \*.reallag и файл с параметрами записи по глубине \*.realdep с шагом записи 0,2 м.

Для преобразования данных бурения с учетом времени отставания используется программа «GeoData», с помощью функции автоматического поиска данных бурения все необходимые параметры (газопоказания, ДМК, механическая скорость) привязываются к технологическим параметрам и отображается в так называемом поглубинном файле. Данная процедура обеспечивает геолога возможностью внесения данных геохимических исследований и фракционного анализа шлама и в дальнейшем позволяет с достаточной точностью строить литологический разрез пробуриваемой скважины.

В этой же программе технолог, в реальном времени, просматривает материал на экране в табличной и графической форме, оформляет и записывает комментарии к ситуациям на скважине, обеспечивая достоверную информацию о параметрах бурения, контролирует отклонения от РТК и распознавание аварийных ситуаций.

Все полученные результаты работ за сутки геологом и геофизиками станции ГТИ оформляются в виде суточного рапорта с указанием технологических параметров, технико-экономических показателей бурения, баланса времени работы вахты, буровой бригады (буровой установки). Результаты геохимических исследований и фракционного анализа шлама, предполагаемое литологическое расчленение пробуренного интервала.

По способу привязки получаемой информации методы ГТИ подразделяются на методы с мгновенной привязкой информации к разрезу и методы с задержкой информации на величину отставания промывочной жидкости и шлама.

Первоочередное расчленение разреза производилось по данным механического каротажа, то есть по скорости бурения пород с различными физическими свойствами (исключая влияние технологических параметров и допуская зависимость скорости бурения только от литологии) определялась литология этих пород, еще не видя их даже в шламе, но имея перед глазами (и в уме) прогнозный разрез.

Механический каротаж как метод основан на изменении скорости бурения (Vмех.) или обратной ее величины – продолжительности бурения заданного постоянного интервала (ДМК). При прочих равных условиях эти параметры зависят от литологического состава пород и коллекторских свойств. Метод применяется для литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и зон АВПД.

Механический каротаж проводится путем измерения времени бурения заданного интервала проходки (0,1; 0,2; 0,4; 1,0 м) или механической скорости с помощью датчиков, входящих в комплект геолого-технологической станции.

К основным факторам, снижающим информативность механического каротажа, относятся резкие изменения режимных параметров бурения, частые спуско-подъемные операции при малых интервалах долбления (2-3 м), применение разных типоразмеров долот, бурение со значительным превышением гидростатического давления над пластовым. Кривые изменения механической скорости бурения или ДМК строятся на сводной диаграмме геологических исследований, а сведения об изменении и средних значениях механической скорости заносятся в ежесуточную сводку.

Расчет интенсивности поглощения раствора и проницаемости коллектора предпочтительнее производить путем контроля за изменением объема бурового раствора в одной приемной емкости, которая отделяется от других емкостей на период контроля, но как правило, контроль изменения объема производится по сумме объемов всех емкостей участвующих в циркуляции. Ограничения в применении способа определения момента вскрытия пласта по данным расходометрии связаны с отсутствием высокоточных датчиков для измерения расхода бурового раствора на выходе скважины и сложностью учета потерь раствора в циркуляционной системе на поверхности (утечки в желобной системе, потери на вибросите и т. д.).

Наиболее реальным для практического использования в настоящее время является метод изучения отношений механических скоростей на границах покрышка-коллектор. Остальные методы из-за сложности зависимостей между параметрами, несовершенства их измерения не всегда обеспечивают эффективное решение поставленных задач.

В проведении работ на поисковой скважине Тевлинско-Русскинского месторождения в качестве первичной информации о литологическом разрезе скважины и отслеживания пластов-коллекторов использовался метод механического каротажа – при изменении скорости проходки и ДМК предполагалось изменение литологии, что впоследствии подтверждалось (или опровергалось) данными газового каротажа и фракционным анализом шлама.

При подтверждении признаков наличия коллектора по данным анализа бурового раствора и шлама, буровой бригаде выдавались рекомендации на отбор керна или проведение ИПТ.

Наиболее реальным для практического использования в настоящее время является метод изучения отношений механических скоростей на границах покрышка-коллектор. Остальные методы из-за сложности зависимостей между параметрами, несовершенства их измерения не всегда обеспечивают эффективное решение поставленных задач.

После проведения геофизических исследований и интерпретации результатов ГИС производится окончательная привязка данных механического и газового каротажа к разрезу.

Основой интерпретации (например, определения момента вскрытия коллектора, оценки характера насыщения и др.) является прогнозный разрез на данную точку бурения, который составляется службой ГТИ с использованием материалов ГИС, ГТИ и полевой геофизики. На нем отмечаются прогнозируемые глубины залегания границ литолого-стратиграфических комплексов или отдельных регионально корректируемых пластов. Следует отметить, что на каждую скважину имеется геолого-технический наряд (ГТН), в котором также даются прогнозные глубины и литология по разрезу, однако ГТН дает общие сведения, так как составляется он для нужд буровой организации и не использует всей информации ГИС и особенно ГТИ.

**Глава 6. Газовый каротаж**

Газоаналитический канал состоит из следующих элементов: дегазатора, барбатера, влагоуловителя, ротаметра, хроматографа.

Основным элементом газоаналитического канала является хроматограф (ХГ), в котором происходит деление газовоздушной смеси, подаваемой на вход, на отдельные компоненты. В итоге мы получаем количественные и качественные значения первых пяти компонентов углеводородных газов, находящихся в газовоздушной смеси (метан, этан, пропан, бутан, пентан).

Под газоаналитическим каналом, в данном случае, понимается вся цепочка, регистрирующая газонасыщенность промывочной жидкости: дегазатор-газовоздушная линия-хроматограф-регистрирующая система-программа «Регистратор». Для дегазации раствора используется поплавковый дегазатор или дегазатор активного типа, размещенный на участке восходящего потока бурового раствора перед виброситом. Дегазатор отбирает всю поступающую из промывочной жидкости газовоздушную смесь без подтока воздуха. Газовоздушная линия обеспечивает поступление газа в станцию со временем отставания 2-9 минут (зависит от длинны газовоздушной линии). Хроматограф проводит отбор проб и в автоматическом режиме с циклом между анализами 2 мин. регистрируются следующие компоненты: метан, этан, пропан, бутан, пентан. Эти пять компонент используются для оценки характера насыщения пласта.

Газовый каротаж основан на изучении количества и состава газа, попавшего в буровой раствор из разбуриваемых или вскрытых скважиной пластов. Газовый каротаж используется для выделения нефтегазосодержащих пластов, зон аномально высоких поровых давлений, предупреждения выбросов нефти и газа. На кривых суммарных газопоказаний выделяются аномальные участки в 1,5 раза и более превышающих фоновые значения. Причины увеличения значений суммарного газа в процессе непрерывного бурения обуславливаются, в первую очередь, наличием пласта-коллектора. По составу газа можно предположить насыщение коллектора, например в водоносных коллекторах преобладает метан и относительное количество метана достигает до 99 %, тогда как в нефтенасыщенных пластах это значение не превышает 85 %. Однако, не всегда увеличение газопоказаний обуславливает наличие коллектора - ярким примером служит баженовская свита представленная битуминозными аргиллитами.

Недостатком газового каротажа является поздняя информативность, обусловленная задержкой по времени с момента газопроявлений из пласта до поступления на газоаналитическую аппаратуру станции, так называемое время отставания. Для нивелирования данного недостатка, и предварительного определения характера насыщения пластов, при изменении данных механического каротажа производится остановка углубления на величину отставания промывочной жидкости.

Привязка данных газового каротажа осуществляется программой регистрации по данным времени отставания, складываемой из времени отставания циркуляции бурового раствора в скважине и газовоздушной линии (ГВЛ). Время циркуляции бурового раствора рассчитывается из отношения объема затрубного пространства и расходом промывочной жидкости.

**Глава 7. Оценка качества геолого-технологического материала.**

Передача материалов ГТИ в КИП геофизического предприятия произво­дится начальником партии ГТИ согласно внутреннего регламента геофизиче­ского предприятия. Рекомендуется передавать материалы в КИП еженедель­но, если иное не оговаривается Заказчиком. Обязательной сдаче в КИП под­лежат данные ГТИ на момент проведения очередного каротажа.

Обязательной сдаче в КИП подлежат следующие материалы:

• цифровой материал по скважине (или за интервал) на регламентированном типе носителя;

•рабочий журнал по скважине

•результаты экспресс-анализов, проводимых, непосредственно на скважинах проб шлама, керна, промывочной жидкости, пластового флюида, (в случае их отбора опробователями на кабеле или испытателями на трубах);

• сведения о литологическом составе и коллекторских свойствах пород;

• сведения об интервалах с люминесценцией и повышенными газопоказания­ми, с указанием процентного содержания и компонентного состава углево­дородов;

• сведения об интервалах с повышенным содержанием нефти в пробах шлама по данным ИК-спектрометрии;

• сведения о прогнозируемом пластовом (поровом) давлении;

• рекомендации операторов с отметкой о их выполнении;

• заключение по результатам ГТИ о выделенных перспективных интервалах и характере их насыщения, включающие рекомендации на проведение по­следующих технологических операций (продолжение бурения, испытания в открытом стволе, отбор грунтов и проб пластовых флюидов, спуск обсад­ной колонны и т. д.)

•диаграммы в масштабе глубин.

Обработка и интерпретация материалов ГТИ в контрольно-интерпретационной партии и передача материалов исследований Заказчику.

Поступившие в КИП материалы ГТИ проходят следующие стадии обра­ботки:

• архивирование первичной цифровой информации в функции времени, в функции глубины и глубины с "отставанием", а также всей сопутствующей информации, для последующего хранения, срок хранения может быть огра­ничен сроком жизни скважины; рекомендуется хранить информацию в КИПах не менее 5 лет; срок хранения копии информации у Заказчика опре­деляется самим Заказчиком;

• оценка качества поступивших материалов;

• формирование единой базы данных в функции глубины;

• увязка данных ГТИ в функции глубин с глубинами по результатамГИС;

• интерпретация данных ГТИ по перспективным интервалам с выделением продуктивных горизонтов и определением характера их насыщения;

• согласование сводных диаграмм ГТИ в масштабе глубин;

• составление сводных таблиц;

• составление отчета по скважине

•направление отчета по скважине для комплексной интерпретации материа­лов ГИС;

• передача отчета по скважине Заказчику.

Оценка качества поступивших материалов ГТИ заключается в выявлении в записи информации сбойных участков, проверке наличия и сроков калиб­ровок датчиков и газоаналитическои аппаратуры, полноте сдаваемых мате­риалов. Интервалы, охарактеризованные забракован­ными материалами, в дальнейшем рассмотрении и интерпретации не исполь­зуются, хотя и могут привлекаться для восстановления последовательности технологических операций. Предприятия, проводящие ГТИ, должны иметь согласованные с Заказчиком Инструкции по оценке качества материалов ГТИ.

**Глава 8. Методика интерпретации**

Интерпретация данных ГТИ проводится с помощью программного обес­печения интерпретации данных ГТИ с обязательным учетом всех результатов экспресс-анализов и заключений ГТИ и ГИС по предыдущим скважинам площади (месторождения), а также результатам ГИС по данной скважине (увязка по глубинам).

Конечным результатом интерпретации данных ГТИ является выделение продуктивных горизонтов и определение характера их насыщения, а также рекомендации (в случае необходимости) по проведению последующих тех­нологических операций, направленных на уточнение выданных заключений.

Составление сводных диаграмм в масштабе глубин проводится после увязки данных ГТИ и ГИС по глубинам. Сводные диаграммы оформляются в масштабе глубин 1:500 по всему стволу и в масштабе 1:200 в интервале де­тальных исследований ГИС. Сводная диаграмма обязательно включает в се­бя данные анализа проб шлама, данные газового каротажа и данные техноло­гических исследований. Конкретная форма сводной диаграммы согласовыва­ется с Заказчиком.

Составление сводных таблиц заключается в формировании таблицы тех­нологических показателей по скважине и таблицы показателей работы вахт бригады по которым спе­циалисты Заказчика могут проводить анализ как технологического процесса углубления скважины, так и выполнение всех технологических операций строительства скважины конкретными вахтами буровой бригады.

Таблица технологических показателей содержит построчно все технологические показатели как по отдельным рейсам, так и по сумме всех рейсов долотом одного диаметра, а также по скважине в целом.

В этой таблице содержится информация о применяемом оборудовании типе и износе долот, результатах бурения с указанием средних значении режимных параметров, балансе времени по каждому рейсу и скважине в целом. Для наклонно-направленных и горизонтальных скважин включаются данные по траекторным параметрам скважины.

Форма отчета по скважине согласовывается в окончательном виде между Производителем и Заказчиком. Ниже даются рекомендации по согласовании отчета по скважине.

Отчет по скважине должен содержать разделы:

•выделение продуктивных горизонтов и определение характера их на­сыщения;

• литологическое расчленение разреза скважины;

• график строительства скважины;

• баланс времени по строительству скважины;

• технологические показатели по скважине

*•* выявленные осложнения и предаварийные ситуации и другие отклонения oт ГТН (РТК);

•рекомендации различного характера и их выполнение буровой бригадой

• показатели работы вахт бригады

• сводная диаграмма (диаграммы) в функции глубин;

•заключение по результатам ГТИ о выделенных перспективных интервалах, включающее рекомендации на проведение последующих технологических операций

Текстовая часть всех разделов Отчета по скважине в случае необходимо­сти иллюстрируется графическими приложениями в виде фрагментов диа­грамм в функции времени.

Форма Отчета по скважине согласовывается с Заказчиком и может пре­терпевать изменения в зависимости от функционального назначения скважи­ны, количества решаемых задач и по другим причинам.

Отчет по скважине должен оформляться на бумаге стандартного формата с графическими приложениями. Отчет сброшюровывается и имеет титуль­ный лист с данными по объекту исследований. Отчет подписывается началь­ником партии ГТИ и начальником КИП (старшим геологом экспедиции ГТИ), утверждается главным геологом предприятия, выполняющего ГТИ, и сдается Заказчику в оговоренные в контракте сроки. Второй экземпляр отче­та по скважине остается в интерпретационной службе предприятия и исполь­зуется при комплексной интерпретации материалов ГИС по скважине.

По согласованию с Заказчиком возможно формирование единого ком­плексного заключения по скважине по данным ГТИ и ГИС.

**Глава 9. Результаты геологических исследовании**

В процессе строительства поисковых скважин 132П; 133Р и 135П Тевлино-Русскинского месторождения геолого-геохимические исследования проводились в интервалах бурения **2244.8-2836.0 м; 2321.2-2902.6 м; 2397.8-2927.8 м**.

Литологическое расчленение вскрытого разреза проведено на основании результатов исследования проб шлама и керна, отобранных в процессе бурения, газового каротажа, данными ЛБА и данным детального механического каротажа (ДМК) и комплексной интерпретации этих данных с учетом результатов ГИС. По данным ГИС в интервале исследований:

**132П** вскрыты пласты: *БС10/1а, БС10/1б, БС10/2, БС11/1, БС11/2, БС16+БС17, БС18+БС19, БС20, ЮС1, ЮС2;*

**133Р** вскрыты пласты: *БС10/0, БС10/1, БС10/2, БС10/3, БС11/1+БС11/2, БС16, БС17, БС18. БС19+БС20, Баженовская+ Георгиевская свиты, ЮС1, ЮС2;*

**135П** вскрыты пласты: *БС10/2+БС10/3, БС11/1+БС11/2, БС16, БС17, ЮС0, ЮС1, ЮС2.*

Отбор, описание проб шлама и ЛБА проводились через 5 метров; при вскрытии пластов через 1-2 метра. При бурении с отбором керна шлам отбирался через 1 метр для определения литологического разреза при малом или нулевом выносе керна.

Всего в интервале исследований геологами станциями ГТИ были проведены оперативные макроописание, люминесцентно-битуминологический анализ и термо-вакуумная дегазация образцов кернов.

**132П** Отобрано 19 кернов. Суммарная проходка с отбором кернов составила - 164.0 м, вынос – 130.38 м (79.5%).

**133Р** Отобрано 5 кернов. Суммарная проходка с отбором кернов составила – 37.30 м, вынос – 29.10 м (78.0%).

**135П** Отобрано 9 кернов. Суммарная проходка с отбором кернов составила – 117.60 м, вынос – 115.00 м (97.79%).

В период работы станциями ГТИ в скважине **132П** было проведено четыре испытания пластов на трубах и одно испытание на кабеле прибором АГИП-К, в скважине **133Р** было проведено три испытания пластов на трубах, в скважине **135П** было проведено пять испытании пластов на трубах.

В интервалах бурения всех трех скважин вскрыты отложения сортымской, баженовской, георгиевской, васюганской и тюменской свит.

***Отложения сортымской свиты***представлены аргиллитом в различной степени алевритистым до пелитоморфного, серым, темно-серым, средней крепости, плотным, с прослоями песчаника кварцевого, светло-серого, серого, коричневато-серого, мелко- и среднезернистого, слабой и средней крепости, преимущественно на глинистом, реже глинисто-карбонатном цементе и алевролита кварцевого, серого, светло-серого, на глинистом цементе. Прослои песчаника приурочены к пластам: БС10/0, БС10/1, БС10/1а, БС10/1б, БС10/2, БС11/1, БС11/2, БС16+БС17, БС18+БС19 и БС20.

***Баженовская свита***сложена аргиллитом битуминозным, темно-коричневым до черного, плотным, средней крепости, с включением пирита. В процессе бурения по отложениям свиты газопоказания характеризовались повышенными значениями и тяжелым составом газовоздушной смеси, а также высокой интенсивность свечения вытяжек ЛБА: ЮС0.

***Георгиевская свита***представлена аргиллитом пелитоморфным, темно-серым, плотным, средней крепости, с включением микрокристаллического пирита.

***Отложения васюганская и тюменской свит***сложеныаргиллитом пелитоморфным до алевритистого, темно-серым, плотным, средней крепости, с включением растительного детрита, с прослоями песчаника кварцевого, коричневато-серого, серого, мелкозернистого до алевритистого, слабой крепости, реже крепкого, на глинистом, реже карбонатно-глинистом цементе, порового, контактово-порового и порово-базального типа и алевролита серого, темно-серого, плотного, средней крепости, глинистого. Выдержанные по мощности прослои песчаника приурочены к пластам ЮС1 и ЮС2.

Ниже представлено подробное описание вскрытых пластов-коллекторов и характеристике их насыщения.

**132П Тевлинско-Русскинская**

**Пласт БС10/1а.**

*По данным ГИС пласт БС10/1а вскрыт в интервале 2347.8-2357.2 м.*

Пласт пробурен с отбором керна № 1 и № 2.

Керн №1. Интервал отбора: 2347.2-2356.0 м (по ГИС 2344.2-2353.0 м).

Проходка 8.8 м. Вынос 3.5 м (39.8%).

Керн №2. Интервал отбора: 2356.5-2365.7 м (по ГИС 2353.0-2362.2 м).

Проходка 9.2 м. Вынос 6.8 м (73.9%).

***Отложения пласта представлены*** песчаником кварцевым, светло-серым, серым, мелкозернистым, массивным, слабой крепости, на глинистом цементе порового типа, с редкими нитевидными прослойками детрита, с маломощными прослоями песчаника кварцевого, серого, плотного, крепкого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, без коллекторских свойств. Подошва пласта сложена алевролитом кварцевым, серым, плотным, на глинистом цементе.

Вскрытие пласта сопровождалось увеличением скорости проходки, незначительным повышением суммарных газопоказаний, что обусловлено увеличением объема разбуриваемой породы за счет улучшения скорости проходки и как следствие увеличением дегазационного газа в забойной порции ПЖ. Из-за ввода в буровой раствор нефти во время ликвидации аварии отмечается завышенное содержания пентана в газовоздушной смеси, но при этом общий относительный состав характеризовался характерным для водонасыщенных интервалов (за исключением пентана-С5) соотношением УВ компонентов. Повышение интенсивности свечения вытяжек обусловлено наличием частых прослоек углефицированного детрита.

* ***По данным ГТИ - суммарному газосодержанию: 0,008-0,011 абс% (фоновые показания не превышают 0,011 абс%) и качественному составу газовоздушной смеси - С1 до 98% по РАГ, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, результатам глубокой дегазации образцов керна и данным ЛБА - 2 БГ ЛБ, песчаник пласта БС10/1а водонасыщенный.***

**Пласт БС10/1б.**

*По данным ГИС пласт БС10/1б вскрыт в интервале 2373.0-2378.8 м.*

Пласт пробурен с отбором керна № 3.

Керн №3. Интервал отбора: 2365.7-2382.4 м (по ГИС 2362.2-2378.9 м).

Проходка 8.8 м. Вынос 3.5 м (39.8%).

***Отложения пласта представлены:***

- в интервале 2373.0-2375.6 м песчаник кварцевый, светло-коричневый, коричневый, мелкозернистый, средней крепости, на глинистом цементе порового типа, с включением слюды и детрита.

- в интервале 2375.6-2378.8 м аргиллитом алевритистым, темно-серым, плотным, средней крепости, с включением детрита, с подчиненными прослоями алевролита кварцевого, серого, плотного, средней крепости, на глинистом цементе.

Вскрытие отложений пласта БС10/1б сопровождалось увечичением скорости проходки – показания ДМК уменьшилось со 106 мин/м до 9-13 мин/м, увеличением суммарных газопоказаний с «утяжелением» относительного состава и повышением интенсивности свечения вытяжек ЛБА.

* ***По данным ГТИ - суммарному газосодержанию: увеличением до 0,2 абс% (фоновые газопоказания не превышают 0,03 абс%) и качественному составу газовоздушной смеси (увеличение С2-С5 до 12% по РАГ относительно 2-5% до пласта), полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, результатам глубокой дегазации образцов керна и данным ЛБА - 4-5 ОК СБ, песчаник в интервале 2373.0-2375.6 м нефтенасыщенный.***

**Пласт БС10/2.**

*По данным ГИС пласт БС10/2 вскрыт в интервале 2381.8-2382.8 м.*

Пласт пробурен с отбором керна №№ 4-6.

Керн №4. Интервал отбора: 2382.4-2387.3 м (по ГИС 2378.9-2383.9 м).

Проходка 4.9 м. Вынос 2.55 м (52.0%).

Керн №5. Интервал отбора: 2387.3-2389.3 м (по ГИС 2383.9-2385.8 м).

Проходка 2.0 м. Вынос 0.45 м (22.5%).

Керн №6. Интервал отбора: 2389.3-2405.3 м (по ГИС 2385.8-2401.8 м).

Проходка 16.0 м. Вынос 8.2 м (51.3%).

***Вскрытые отложения представлены*** преимущественно аргиллитом алевритистым, реже пелитоморфным, темно-серым, плотным, средней крепости, с включением углистого детрита, с прослоями песчаника кварцевого, серого, мелкозернистого, плотного, крепкого, на глинистом цементе порово-базального типа, с включением углистого детрита. Кровля сложена песчаником кварцевым, светло-серым, мелкозернистым на глинистом цементе порового типа, средней крепости, с включением углистого детрита.

Вскрытие пласта сопровождалось увеличение скорости проходки, показания ДМК уменьшилось со 190 мин/м до 84 мин/м. Газопоказания и данные ЛБА практически не изменились и сохранили фоновые значения.

* ***По данным ГТИ - суммарному газосодержанию (не превысили фоновые показания – 0,04 абс%) и качественному составу газовоздушной смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, результатам исследований проб шлама и данным ЛБА прослой песчаника в интервале 2381.8-2382.8 м пласта БС10/2 водонасыщенный.***

После проведение ГТИ и ГИС в интервале 2345.0-2382.0 было рекомендовано проведение испытания пластов – БС10/1 и БС10/2. В результате испытания получен приток пластовой водой светло-серого цвета.

**Пласт БС11/1.**

*По данным ГИС пласт БС11/1 вскрыт в интервале 2415.4-2435.6 м.*

Нижняя часть пласта в интервале 2950.2-2972.2 м пробурена с отбором керна №7, №8.

Керн №7. Интервал отбора: 2426.0-2434.3 м (по ГИС 2426.0-2434.3 м).

Проходка 8.3 м. Вынос 8.0 м (96.4%).

Керн №8. Интервал отбора: 2434.3-2442.3 м (по ГИС 2434.3-2442.3 м).

Проходка 8.0 м. Вынос 8.0 м (100%).

***Отложения пласта представлены*** аргиллитом алевритистым, темно-серым, серым, плотным, средней крепости, с включением пирита. В кровле отмечается маломощный прослой песчаника кварцевого, серого, мелкозернистого, плотного, крепкого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа.

Газопоказания и данные ЛБА при вскрытии пласта практически не изменились и сохранили фоновый уровень значений.

* ***Коллектора отсутствуют.***

**Пласт БС11/2.**

*По данным ГИС пласт БС11/2 вскрыт в интервале 2444.0-2462.2 м.*

Пласт в интервале 2444.0-2458.5 м пробурен с отбором керна №9, №10.

Керн №9. Интервал отбора: 2442.3-2450.3 м (по ГИС 2442.3-2450.3 м).

Проходка 8.0 м. Вынос 7.7 м (96.5%).

Керн №10. Интервал отбора: 2450.4-2458.5 м (по ГИС 2450.4-2458.5 м).

Проходка 8.1 м. Вынос 1.2 м (14.8%).

***Отложения пласта сложены*** песчаником кварцевым, серым, темно-серым, мелкозернистым, средней крепости, на глинистом цементе порового типа, в нижней части пласта заглинизированный, с включением углистого детрита и слюды, с прослоем песчаника кварцевого, серого, плотного, крепкого, на карбонатно-глинистом цементе порово-базального типа.

Вскрытие пласта БС11/2 сопровождалось улучшением скорости проходки в ~ 2-3 раза, показания ДМК уменьшились с 30-35 мин/м до 8-10 мин/м. Газопоказания практически не изменились и сохранили фоновый уровень значений – 0,06 абс%. Повышенная интенсивность свечения вытяжек ЛБА связана с наличием в породе углистого детрита в виде включений и не превышает 2 БЖ МБ.

***По данным ГТИ - суммарному газосодержанию и качественному составу газовоздушной смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, результатам глубокой дегазации образцов керна и данным ЛБА песчаник пласта БС11/2 водонасыщенный.***

После проведение ГТИ и ГИС в интервале 2430.0-2458.5м было рекомендовано проведение испытания пласта – БС11/2. В результате испытания получен приток фильтрата бурового раствора зеленовато-серого цвета в объеме 0.08244 м3.

**Пласт БС16+БС17.**

*По данным ГИС пласт БС16+БС17 вскрыт в интервале 2585.8-2643.6 м.*

Пласт в интервалах 2590.4-2599.4 м и 2599.4-2610.0 м пробурен с отбором керна №№11-13.

Керн №11. Интервал отбора: 2591.0-2600.0 м (по ГИС 2590.4-2599.4 м).

Проходка 9.0 м. Вынос 6.0 м (66.7%).

Керн №12. Интервал отбора: 2601.8-2610.8 м (по ГИС 2601.0-2610.0 м).

Проходка 9.0 м. Вынос 8.7 м (96.7%).

Керн №13. Интервал отбора: 2610.8-2619.8 м (по ГИС 2610.0-2619.0 м).

Проходка 9.0 м. Вынос 8.86 м (98.4%).

***Отложения пласта представлены*** частым неравномерным переслаиванием песчаника кварцевого, серого, коричневато-серого, мелкозернистого, массивного, слабой и средней крепости, на глинистом цементе контактово-порового и порового типа, с аргиллитом в различной степени алевритистым, плотным, средней крепости с включением слюды.

Вскрытие отложений пласта сопровождалось улучшением скорости проходки, повышением интенсивности свечения вытяжек ЛБА до 4 ЖК МСБ и увеличением газопоказаний до 2 абс% с «утяжелением» (уменьшение С1 до 66% по РАГ) качественного состава газовоздушной смеси. С глубины 2601.0 м наблюдается снижение суммарных газопоказаний, что связано со сменой режима бурения (бурение сплошным забоем после долбления с отбором керна), но при этом относительный состав сохранился «тяжелым», характерным для нефтенасыщенных интервалов. С углублением, при вскрытии прослоя песчаника в интервале 2616.0-2618.0 м наблюдалось снижение суммарных газопоказаний до 0,2 абс%, однако относительный состав изменился незначительно и сохранил характерное для нефтенасыщенных интервалов соотношение УВ-компонентов, что может быть обусловлено присутствием водяной составляющей в нефтенасыщенном песчанике. С глубины 2624.0 м наблюдается восстановление фонового уровня суммарных газопоказания - 0.004 абс% и значительное облегчение качественного состава газовоздушной смеси (увеличение С1 до 96% по РАГ), наряду с газопоказаниями изменилась интенсивность свечения вытяжек ЛБА до фоновых значений - 3 БГ ЛБ. Данный факт свидетельствует о вскрытии водонасыщенного песчаника.

* ***По данным ГТИ - суммарному газосодержанию и качественному составу газовоздушной смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, результатам глубокой дегазации образцов керна и данным ЛБА прослои песчаника в интервалах:***

***- 2586.6-2615.4 м – нефтенасыщенные;***

***- 2616.0-2618.0 м – нефте-водонасыщенные;***

***- 2620.4-2643.6 м –водонасыщенные.***

После проведение ГТИ и ГИС в интервале 2574.0-2600.0 м было рекомендовано проведение испытания пласта – БС16+БС17. В результате испытания получен приток фильтрата бурового раствора с нефтью общим объемом 1.55 м3.

**Пласт БС18+БС19.**

*По данным ГИС пласт БС18+БС19 вскрыт в интервале 2652.4-2706.4 м.*

Пласт пробурен в интервале 2656.6-2664.6 м с отбором керна №14, №15.

Керн №14. Интервал отбора: 2657.9-2665.9 м (по ГИС 2656.6-2664.6 м).

Проходка 8.0 м. Вынос 8.0 м (100%).

Керн №15. Интервал отбора: 2665.9-2673.9 м (по ГИС 2664.6-2672.6 м).

Проходка 8.0 м. Вынос 6.2 м (77.5%).

***Отложения пласта представлены:***

- в интервале 2652.4-2656.6 м песчаником кварцевым, серым, коричневато-серым, мелкозернистым, на глинистом цементе контактно-порового типа, слабой крепости, с прослоями алевролита кварцевого, серого, плотного, средней крепости, на глинистом цементе.

- в интервале 2656.6-2668.6 м неравномерным переслаиванием песчаника серого, коричневато-серого, кварцевого, мелко-среднезернистого, слабой крепости, на глинистом цементе контактово-порового типа, с аргиллитом алевритистым, реже пелитоморфным, серым, темно-серым, массивным и песчаником светло-серым, кварцевым, мелкозернистым, плотным, крепким, на карбонатно-глинистом цементе порово-базального типа, без коллекторских свойств.

- в интервале 2668.6-2685.6 м аргиллит темно-серый, плотный, средней крепости, неравномерно пиритизированный.

Вскрытие отложений пласта БС18+БС19 сопровождалось улучшением скорости проходки (ДМК уменьшилось со 140 мин/м до 6-8 мин/м), увеличением суммарных газопоказаний с «утяжелением» качественного состава газовоздушной смеси и повышением интенсивности свечения вытяжек ЛБА до 5 ЖК МСБ. С глубины 2656.6 м наблюдается снижение газопоказаний и данных ЛБА до фоновых значений – 0,003 абс %, что связано с входом ствола скважины в прослой аргиллита, однако, при вскрытии песчаника значения газопоказаний и данных ЛБА сохранились на фоновом уровне. С глубины 2672.6 м наблюдается значительное повышение суммарных газопоказаний, связанное с переходом на сплошное бурение после бурения с отбором керна.

* ***По данным ГТИ - суммарному газосодержанию и качественному составу газовоздушной смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, анализу шлама и данным ЛБА прослои песчаника пласта БС18+БС19 в интервалах:***

***- 2652.4-2656.6 м - нефтенасыщенные;***

***- 2660.8-2703.6 м - водонасыщенные.***

После проведение ГТИ и ГИС в интервале 2652.0-2673.9 м было рекомендовано проведение испытания пласта – БС18+БС19. В результате испытания получен приток фильтрата бурового раствора с пластовой водой и нефтью общим объемом 0.663 м3.

**Пласт БС20.**

*По данным ГИС пласт БС20 вскрыт в интервале 2713.0-2718.6 м.*

***Отложения пласта сложены*** песчаником светло-серым, кварцевым, средне-мелкозернистым, средней крепости до крепкого, на глинистом и на глинисто-карбонатном цементе базально-порового типа. Нижняя часть пласта сложена аргиллитом темно-серым, плотным, средней крепости, неравномерно пиритизированным.

Вскрытие пласта БС20 сопровождалось увеличением скорости проходки (ДМК уменьшилось с 40 мин/м до 6-8 мин/м). Газопоказания и данные ЛБА практически не изменились и сохранили фоновый уровень значений.

* ***По данным ГТИ - суммарному газосодержанию и качественному составу газовоздушной смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, анализу шлама и данным ЛБА песчаник пласта БС20 водонасыщенный.***

**Пласт ЮС1.**

*По данным ГИС пласт ЮС1 вскрыт в интервале 2757.0-2792.4 м.*

Верхняя часть пласта в интервале 2751.8-2775.8 м пробурен с отбором керна №16-18.

Керн №16. Интервал отбора: 2752.6-2760.6 м (по ГИС 2751.8-2759.8 м).

Проходка 8.0 м. Вынос 8.0 м (100%).

Керн №17. Интервал отбора: 2760.6-2768.6 м (по ГИС 2759.8-2767.8 м).

Проходка 8.0 м. Вынос 8.0 м (100%).

Керн №18. Интервал отбора: 2767.8-2775.8 м (по ГИС 2767.8-2775.8 м).

Проходка 8.0 м. Вынос 8.0 м (100%).

***Отложения пласта представлены:***

- в интервале 2757.0-2770.8 м песчаником кварцевым, коричневато-серым, средней крепости, мелкозернистым, зерна хорошо окатанные, на глинистом цементе порового типа. Кровля сложена алевролитом светло-серым, слюдистым, плотным, крепким, с включениями светло-коричневого кальцита.

- в интервале 2770.8-2791.4 м аргиллит темно-серый, крепкий, плотный, пиритизированный, встречаются обломки органики, с прослоями песчаника серого, кварцевого, среднезернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, плотного, крепкого.

Вскрытие отложений пласта ЮС1 сопровождалось улучшением скорости проходки в ~2 раза. Учитывая то, что надстилающие породы пласта представлены битуминозным аргиллитом, газопоказания перед вскрытием пласта характеризовались повышенными значениями, однако, при этом наблюдается незначительное повышение и «утяжеление» газопоказаний, что характерно для нефтенасыщенных интервалов. С глубины 2761.8 м наряду со снижением интенсивности свечения вытяжек ЛБА, наблюдается незначительное снижение газопоказаний, что может быть связанно с присутствием водяной составляющей в нефтенасыщенном песчанике. С глубины 2767.8 м газопоказания и данные ЛБА понизились до фоновых, характерных для водонасыщенных интервалов значений.

* ***По данным ГТИ - суммарному газосодержанию и качественному составу газовоздушной смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, результатам глубокой дегазации образцов керна и данным ЛБА песчаник пласта ЮС1 в интервалах:***

***- 2757.0-2761.4 м – нефтенасыщенный;***

***- 2761.4-2767.6 м – нефте-водонасыщенный;***

***- 2767.6-2770.8 м – водонасыщенный.***

После проведение ГТИ и ГИС в интервале 2746.0-2768.6 м было рекомендовано проведение испытания пласта – ЮС1. В результате испытания получен приток смеси пластовой воды и нефти с фильтратом бурового раствора общим объемом 0.6375 м3.

**Пласт ЮС2.**

*По данным ГИС пласт ЮС2 вскрыт на глубине 2814.4 м.*

Пласт в интервале 2827.0-2834.0 м пробурен с отбором керна №19.

Керн №19. Интервал отбора: 2829.0-2836.0 м (по ГИС 2827.0-2834.0 м).

Проходка 7.0 м. Вынос 5.72 м (81%).

***Отложения пласта сложены:***

- в интервале 2814.4-2821.6 м песчаником кварцевым, серым, среднезернистым, средней крепости, на глинистом цементе контактово-порового типа.

- в интервале 2821.6-2836.0 м аргиллитом зеленовато-серым, средней крепости, плотным, пиритизированным, с прослоями песчаника кварцевого, мелкозернистого, плотного, крепкого, на карбонатно-глинистом цементе порово-базального типа, с включением растительного детрита, и алевролита серого, крепкого, на глинистом цементе.

Газопоказания и данные ЛБА при вскрытии отложений пласта ЮС2 практически не изменились и сохранили фоновый уровень значений.

* ***По данным ГТИ - суммарному газосодержанию и качественному составу газовоздушной смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, анализу шлама и данным ЛБА песчаник пласта ЮС2 водонасыщенный.***

Результаты геолого-геохимической, геофизической и технологической информации представлены в сводном планшете (Приложение 2).

**133Р Тевлинско-Русскинская**

**Пласты БС10/0, БС10/1***–* ***интервал 2341.8-2390.0 м по данным ГИС*.**

Песчаник кварцевый глинистый светло-серый, мелкозернистый, средней крепости, на глинистом цементе порово-контактного типа с прослоями аргиллита, алевритистого, серого, светло-серого, средней крепости, плотного и песчаника кварцевого светло-серого мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, средней крепости, плотного.

Скорость проходки в процессе бурения отложений пласта БС10/0, БС10/1 высокая (ДМКср – 2-4 мин/м) и практически не изменяется по всему интервалу, за исключением ухудшения в прослоях уплотненного песчаника. Суммарные газопоказания повышаются за счет увеличения процентного содержания метана (С1) в газовоздушной смеси. Интенсивность свечения вытяжки ЛБА фоновая.

* ***По качественному составу газовоздушной смеси, полученной при непрерывной дегазации бурового раствора, данным, полученным в результате проведения ЛБА, отложения песчаника пластов БС10/0, БС10/1 водонасыщенные***

**Пласт БС10/2+БС10/3***–* ***интервал 2399.2-2417.6 м по данным ГИС*.**

Отложения пласта преимущественно представлены алевроглинистыми породами: аргиллитом алевритистым серым, средней крепости, плотным с единичными маломощными прослоями алевролита глинистого серого, средней крепости, плотного, алевролита глинистого серого, средней крепости, плотного и песчаника кварцевого светло-серого мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, крепкого, плотного.

Скорость проходки в процессе бурения отложений пласта БС10/1 в основном стабильная

(ДМКср -5-8 мин/м), суммарные газопоказания по ГВЛ не превышали фоновых значений.

* ***Коллектора отсутствуют.***

**Пласт БС11/1+БС11/2***–* ***интервал 2431.0-2461.0 м по данным ГИС*.**

Отложения пласта можно условно разделить на 3 части:

Кровельная часть пласта представлена алевролитом кварцевым серым, светло-серым, на глинистом цементе, плотным, средней крепости.

Основная часть пласта представлена: песчаником кварцевым глинистым светло-серым, мелкозернистым, средней крепости, на глинистом цементе порово-контактного типа с прослоями алевролита глинистого серого, средней крепости, плотного, с единичным прослоем песчаника кварцевого светло-серого мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, крепкого, плотного.

Подошвенная часть пласта представлена аргиллитом алевритистым серым, средней крепости, плотным с единичными прослоями алевролита глинистого серого, средней крепости, плотного и песчаника кварцевого светло-серого мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, крепкого, плотного.

Скорость проходки в процессе бурения прослоев песчаника высокая (ДМКср -3-5 мин/м) и значительно ухудшается в прослоях алевролита, уплотненного песчаника и плотного аргиллита (ДМКср – 8-20 мин/м).

Суммарные газопоказания постепенно повышаются за счет увеличения процентного содержания метана (С1) в газовоздушной смеси. Интенсивность свечения вытяжки ЛБА фоновая

* ***По суммарному газосодержанию и качественному составу газовоздушной смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, результатам ЛБА прослои песчаника пласта БС11/1+БС11/2 в интервале 2434.8-2447.4 м водонасыщенные.***

**Пласт БС16** *–* ***интервал 2620.2-2635.6 м по данным ГИС*.**

Отложение пласта представлены алевро-глинистыми продами: аргиллитом алевритистым, серым, средней крепости, плотным с прослоями алевролита глинистого серого, средней крепости, плотного и единичным маломощным прослоем песчаника кварцевого, светло-серого, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, средней крепости, плотного и алевролита глинистого серого, средней крепости, плотного.

* ***Коллектора отсутствуют.***

**Пласт БС17***–* ***интервал 2640.8-2678.0 м по данным ГИС*.**

Пласт БС17 сложен неравномерным переслаиванием терригенных пород: песчаника кварцевого, светло-серого, средне-мелкозернистого, средней крепости, на карбонатно-глинистом цементе порово-контактового типа, зерна кварца средней степени окатанности аргиллита пелитоморфного темно-серого, средней крепости, алевролита глинистого светло-серого, средней крепости, плотного и песчаника кварцевого, светло-серого, мелко-среднезернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, плотного, крепкого.

Вскрытие прослоев песчаника сопровождалось незначительным увеличением скорости проходки (1.5-2 раза). Газопоказания постепенно повышаются, увеличивается процентное содержание метана (С1) в составе газовоздушной смеси. Интенсивность свечения ЛБА не изменяется.

* ***По суммарному газосодержанию и качественному составу газовоздушной смеси, полученной при непрерывной частичной дегазации бурового раствора, результатам ЛБА прослои песчаника пласта БС17 водонасыщенные.***

**Пласт БС18 - *Интервал 2697.2-2724.4 м по данным ГИС*.**

Отложения пласта БС18 в интервале 2701.4-2714.6 пробурены с отбором кернов №1 и №2.

Керн №1. Интервал отбора 2701.4-2708.1 м. Проходка 6.7 м. Вынос керна 6.5 м (97%).

Керн №2. Интервал отбора 2708.1-2714.6 м. Проходка 6.5 м. Вынос керна 6.5 м (100%).

Отложения пласта БС18 представлены неравномерным переслаиванием песчаника кварцевого светло-серого, средне-мелкозернистого, средней крепости, на карбонатно-глинистом цементе порово-контактового типа, зерна кварца средней степени окатанности аргиллита пелитоморфного темно-серого, средней крепости и песчаника кварцевого светло-серого, мелко-среднезернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, плотного, крепкого.

Вскрытие кровли пласта сплошным бурением сопровождалось характерным резким усилением интенсивности свечения вытяжек ЛБА, повышением газопоказаний с утяжелением качественного состава газа. Снижение газопоказаний связано с бурением отложений с отбором кернов. С глубины отмечается облегчение качественного состава газа и снижение интенсивности свечение вытяжек ЛБА.

* ***По данным ГТИ: исследованию кернов №1 и №2, увеличению суммарных газопоказаний, утяжелению качественного состава газа, результатам термо-вакуумной дегазации образцов керна и повышению интенсивности свечения вытяжек ЛБА прослои песчаника пласта БС18 в интервале 2699.6-2709.0 нефтенасыщенные, в интервале 2709.6-2722.0 водонасыщенные.***

**Пласт БС19+БС20** *–* ***интервал 2729.0-2746.6 м по данным ГИС*.**

Отложения пласта представлены тонким переслаиванием аргиллита пелитоморфного серого, средней крепости, плотного, песчаника кварцевого, светло-серого, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, средней крепости, плотного и алевролита глинистого серого, средней крепости, плотного.

Повышенные значения газопоказаний и высокая концентрация тяжелых УВ компонентов в кровле пласта связанны с вскрытием вышележащих нефтенасыщенных отложений пласта БС18.

* ***Коллектора отсутствуют.***

**Баженовская + Георгиевская свиты. *Интервал 2746.5-2781.0 м***

***по данным ГИС*.**

Отложения Баженовской + Георгиевской свит в интервале 2774.0-2781.0 м пробурены с отбором керна №3

Керн №3. Интервал отбора 2774.0-2786.0 м. Проходка 12.0 м. Вынос керна 11.6 м (97%).

Отложения баженовской свиты сложены аргиллитом битуминозным коричневым до темно-бурого, пелитоморфным и слабоалевритистым, слабой и средней крепости, тонкослоистым, который при углублении постепенно меняется на аргиллит георгиевской свиты – серо-зеленый, слабоалевритистый, средней крепости, косослоистый, пиритизированный с прослоями алевролита кварцевого темно-серого, на глинисто-карбонатном цементе, плотного, крепкого. Отмечаются обильные включения микрокристаллического пирита.

Бурение данных отложений сопровождается характерным резким усилением интенсивности свечения вытяжек ЛБА, повышением газопоказаний с утяжелением качественного состава газа. Снижение газопоказаний связано с бурением отложений с отбором керна.

**Пласт ЮС1** *–* ***интервал 2781.0-2809.2 м по данным ГИС*.**

Отложения пласта ЮС1 частично пробурены с отбором кернов №3 и №4.

Керн №3. Интервал отбора 2774.0-2786.0 м. Проходка 12 м. Вынос керна 11.6 м (97%).

Керн №4. Интервал отбора 2786.0-2796.2 м. Проходка 10.2 м. Вынос керна 10.2 м (100%).

Верхняя часть пласта ЮС1 представлена песчаником кварцевым светло-серым, серым, мелко-среднезернистым, на глинистом цементе порово-контактного, реже порового типа, слабой крепости, с включениями глауконита, углистого, слюдистого материала и микрокристаллического пирита, с прослоями уплотненного песчаника.

Подошвенная часть представлена аргиллитом пелитоморфным, темно-серым, средней крепости, плотным, с прослоями песчаника кварцевого, серого, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, крепкого, плотного, и алевролита глинистого, светло-серого, средней крепости, плотного.

Вскрытие кровли пласта сопровождалось характерным резким усилением интенсивности свечения вытяжек ЛБА, повышением газопоказаний с утяжелением качественного состава газа. С глубины 2793.0 фиксировалоси понижение газопоказаний и снижение интенсивности свечение вытяжек ЛБА. Бурение пропластков песчаника сопровождалось увеличением скорости проходки в 5-7 раз.

* ***По данным ГТИ: исследованию кернов №3 и №4, увеличению суммарных газопоказаний, утяжелению качественного состава газа, результатам термо-вакуумной дегазации образцов керна и повышению интенсивности свечения вытяжек ЛБА прослои песчаника пласта ЮС1 в интервале 2782.4-2792.4 м нефтенасыщенные.***
* ***По данным ГТИ: снижение газопоказаний и интенсивности свечения ЛБА в интевале 2792.4-2797.4 м связанны с водонасышенностью прослоев песчаника.***

**Пласт ЮС2***–* ***интервал 2846.2-2882.2 м по данным ГИС*.**

Отложения пласта ЮС2 в кровле пробурены с отбором керна №5.

Керн №5. Интервал отбора 2837.6-2854.9 м. Проходка 17.3 м. Вынос керна 17.3 м (100%).

Кровля пласта ЮС2 представлена песчаником кварцевым светло-серым, серым, мелко-среднезернистым, на глинистом цементе порово-контактного, реже порового типа, слабой крепости, с включением углистого материала и микрокристаллического пирита.

Основная часть представлена тонким переслаиванием аргиллита пелитоморфного серого, средней крепости, плотного, песчаника кварцевого, светло-серого, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, средней крепости, плотного с пропластками песчаника кварцевого глинистого, серого, мелкозернистого, средней крепости, на глинистом цементе, порово-контактного типа, алевролита глинистого, светло-серого, средней крепости, плотного.

Вскрытие кровли пласта сплошным бурением сопровождалось усилением интенсивности свечения вытяжек ЛБА, повышением газопоказаний с утяжелением качественного состава газа. Облегчение газопоказаний связанно с бурением алевро-глинистых пород, также наблюдается незначительное снижение интенсивности свечение вытяжек ЛБА.

* ***По данным ГТИ: исследованию кернов №3 и №4, увеличению суммарных газопоказаний, утяжелению качественного состава газа, результатам термо-вакуумной дегазации образцов керна и повышению интенсивности свечения вытяжек ЛБА прослои песчаника пласта ЮС2 в интервале2782.4-2792.4 м нефтенасыщенные.***

Результаты геолого-геохимической, геофизической и технологической информации представлены в сводном планшете (Приложение 3).

**135П Тевлинско-Русскинская**

***Пласт БС10/2 +БС10/3 по данным ГИС вскрыт в инт. 2417.8 - 2439.6 м.***

Отложения пласта полностью охарактеризованы кернами № 1, 2, 3 представлены преимущественно алевро-глинистыми породами с маломощными прослоями песчаника:

- алевролит сильноглинистый серый, темно-серый, горизонтальнослоистый, плотный, средней крепости, с включениями углефицированного растительного детрита и слюды с единичными прослойками песчаника кварцевого глинистого серого, буровато-серого, коричневато-серого, мелко-микрозернистого, слабосцементированного, слабой крепости, на глинистом цементе порово-контактного типа, с включениями углефицированного растительного детрита, с выпотами и запахом УВ. В подошве пласта, вскрытой керном №3 представлен аргиллит алевритистый темно-серый, серый, тонкослоистый, плотный, средней крепости, с тонкими прослойками песчаника кварцевого серого, темно-серого, алевритистого, средней крепости, плотного.

Скорость проходки, достаточно низкая при бурении с отбором кернов, при вскрытии прослоев песчаника улучшалась почти в 3-5 раз и более. Кратковременность повышения значений газопоказаний менее чем в 2 раза за счет повышения концентрации УВ-компонентов – этана (С2), пропана (С3), бутана (С4) и пентана (С5) предположительно связана с малыми мощностями прослоев песчаника. Результаты термо-вакуумной дегазации подтверждают утяжеление состава газа Вытяжки ЛБА имели очень высокую интенсивность свечения в прослоях песчаника, характерную для нефтенасыщенных отложений.

* ***По данным ГТИ: увеличению суммарных значений газопоказаний, качественному составу газовоздушной смеси, полученной в результате частичной дегазации бурового раствора и глубокой дегазации образцов кернов, результатам ЛБА образцов керна прослои песчаника пласта БС10/2+БС10/3 - нефтенасыщенные.***

***Пласт БС11/1 + БС11/2 по данным ГИС вскрыт в инт. 2468.8 - 2494.0 м.***

Вскрытые сплошным бурением отложения пласта представлены преимущественно алевролитом глинистым серым, светло-серым, средней крепости, плотным с тонкими единичными прослоями песчаника кварцевого глинистого светло-серого, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе, плотного, крепкого и тонкими подчиненными прослойками аргиллита серого, темно-серого, средней крепости, плотного.

В верхней части пласта в интервале 2476.4-2477.0 м (0.6 м по вертикали) выделяется прослой песчаника кварцевого глинистого серого, мелкозернистого, на карбонатно-глинистом цементе порово-контактного типа, зерна кварца слабой окатанности.

Вскрытие вышеописанных отложений проходило с низкой скоростью проходки: средние значения ДМК изменяются в пределах 10-20 мин/м.

Абсолютные значения газопоказаний практически стабильны с кратковременным увеличением в прослое выделенного песчаника в 1.5 раз с незначительным утяжелением качественного состава газа и слабым усилением интенсивности свечения ЛБА. После выхода из прослоя песчаника газопоказания снижаются до фоновых значений.

* ***По данным ГТИ: кратковременному увеличению суммарных значений газопоказаний с утяжелением качественного состава газа, слабому усилению интенсивности свечения вытяжки ЛБА шлама прослой песчаника в интервале 2476.4-2477.0 м пласта БС11/1+БС11/2 – с признаками нефтенасыщения.***

***Пласт БС16 по данным ГИС вскрыт в интервале 2635.6 - 2651.4 м.***

Отложения данного пласта, вскрытые сплошным бурением и частично керном №5. В верхней части пласта (интервал 2635.6-2648.6 м) представлены: песчаником кварцевым серым, темно-серым, мелко-среднезернистым, на глинистом цементе порово-контактного типа, средней крепости, с резким запахом УВ на свежем сколе с единичными маломощными прослоями алевролита глинистого серого, средней крепости, аргиллита серого, темно-серого, пелитоморфного, плотного, средней крепости и песчаника кварцевого светло-серого, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, плотного, крепкого.

Подошва пласта сложена песчаником кварцевым светло-серым, серым, микро-мелкозернистым до алевритистого, на глинистом цементе порово-контактного типа, средней крепости, плотным, без явных признаков наличия УВ.

При вскрытии кровли пласта сопровождалось незначительным улучшением скорости проходки (ДМКср – 4-7 мин/м), при бурении с отбором керна скорость ухудшалась до: ДМК – 20-30 мин/м. Газопоказания повышаются в верхней части пласта в среднем в 2-5 раз с одновременным утяжелением качественного состава газа и усилением интенсивности свечения вытяжек ЛБА шлама. В нижней части (с глубины ~2649.0 м) уровень газопоказаний постепенно понижается, качественный состав газа облегчается, снижается и интенсивность свечения вытяжек ЛБА.

***По данным ГТИ: изменению абсолютных суммарных значений газопоказаний, качественного состава газа, данным исследования шлама, результатам ЛБА шлама прослои песчаника пласта БС16:***

***- в интервале 2637.8 - 2647.6 м – с признаками нефтенасыщения;***

***- в интервале 2648.6 – 2651.4 м – с признаками водонасыщения***

***Пласт БС17 по данным ГИС вскрыт в интервале 2656.0 - 2686.6 м.***

Верхняя половина пласта БС17 вскрыта керном №6 нижняя часть - сплошным бурением.

В кровле пласта по керну выделены два прослоя песчаника:

- в интервале 2656.0-2657.2 м - песчаник кварцевый серый с желтоватым оттенком, мелко-среднезернистым, на глинистом цементе порового типа, средней крепости, с резким запахом УВ на свежем сколе;

- в интервале 2660.6-2663.0 м - песчаник кварцевый светло-серый, серый, микрозернистый до алевритистого, на глинистом цементе порово-контактного типа, средней крепости, массивный, плотный, без явных признаков наличия УВ.

Основная часть пласта представлена переслаиванием аргиллита темно-серого, черного, пелитоморфного, тонкослоистого, средней крепости, плотного, алевролита сильноглинистого серого, темно-серого, плотного, средней крепости и аргиллита серого, светло-серого, пелитоморфного, тонкослоистого, средней крепости. В нижней части пласта выделены маломощные прослои песчаника кварцевого глинистого светло-серого, мелкозернистого, на глинистом цементе порово-контактного типа, средней крепости.

Бурение в интервале отбора керна велось с низкой скоростью проходки с улучшением в 1.5-2 раза при бурении сплошным забоем. Средние значения ДМК фиксировались в пределах 10-18 мин/м.

Перед вскрытием данного пласта было проведено ИПТ №3 пласта БС16, в результате которого был получен приток нефти и газированный фильтрат БР, перебитый нефтью поэтому уровень абсолютных значений газопоказаний и качественный состав газовоздушной смеси значительно искажены из-за наличия нефти в БР. С самого начала бурения керна №6 в интервале вскрытия первого прослоя песчаника фиксировались максимальные газопоказания, которые постепенно снижаются и практически стабилизируются, при этом качественный состав газа сохраняется достаточно утяжеленный с повышенной концентрацией УВ-компонентов: пропана (С3), бутана (С4) и пентана (С5). При бурении сплошным забоем с глубины ~2671.0 м газопоказания еще более снижаются почти в 2 раза с одновременным постепенным облегчением качественного состава газа и понижением интенсивности свечения вытяжек ЛБА.

* ***По данным ГТИ: изменению абсолютных суммарных значений газопоказаний, качественного состава газа, данным исследования шлама, результатам ЛБА шлама прослои песчаника пласта БС17:***

***- в интервале 2656.0 - 2663.0 м – с признаками нефтенасыщения;***

***- в интервале 2676.6 – 2685.6 м – с признаками водонасыщения.***

***Пласт ЮС0 по данным ГИС вскрыт в интервале 2741.0 - 2763.6 м.***

В кровле пласта ЮС0 вскрыт прослой песчаника кварцевого (прослоями – глинистый) мелкозернистый, на глинистом цементе порово-контактного типа, средней крепости.

Основная часть пласта представлена неравномерным переслаиванием аргиллита алевритистого серого, темно-серого, плотного, средней крепости, участками - слабобитуминозного, алевролита глинистого серого, средней крепости, плотного и песчаника кварцевого светло-серого, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, плотного, крепкого.

Вскрытие вышеописанных отложений сопровождается хорошей стабильной скоростью проходки. Абсолютные значения газопоказания постепенно возрастают в ~1.5-2 раза (относительно зарегистрированных при бурении георгиевских отложений) в кровле пласта с незначительным облегчением качественного состава газа. После выхода из прослоя песчаника уровень газопоказаний снижается, но качественный состав газа и свечение вытяжек ЛБА шлама остаются утяжеленными, возможно, за счет влияния вышевскрытых битуминозных отложений баженовской свиты.

* ***По данным ГТИ из-за влияния битуминозных отложений Баженовской свиты однозначно определить характер насыщения отложений пласта ЮС0 затруднительно. По повышению абсолютных суммарных значений газопоказаний, качественному составу газовоздушной смеси, данным исследования шлама, результатам ЛБА прослой песчаника пласта ЮС0 – с признаками остаточного нефтенасыщения.***

***Пласт ЮС1 по данным ГИС вскрыт в интервале 2775.4-2803.0 м.***

Верхняя часть пласта вскрыта сплошным бурением и представлена (интервал 2776.0-2780.0 м) песчаником глинистым серым, мелкозернистым, на глинистом цементе порово-контактного типа, слабой крепости.

Средняя часть пласта частично вскрытая керном №7 в интервале 2780.0-2792.8 м, сложена преимущественно аргиллитом пелитоморфным, темно-серым, черным, тонкослоистым, слабобитуминозным, средней крепости, пиритизированным, с маломощными прослоями песчаника кварцевого светло-серого, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа.

Нижняя часть пласта практически полностью вскрыта керном №7 (интервал 2792.8-2803.0 м) и представлена песчаником кварцевым сильноглинистым серым, мелкозернистым, зерна кварца не окатанные, на глинистом цементе порово-контактного типа, плотным, крепким, пиритизированным, с единичным прослоем песчаника кварцевого светло-серого, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, плотного, крепкого и тонкими прослойками аргиллита темно-серого, черного, плотного, средней крепости. Слой без явных признаков УВ.

Бурение сплошным забоем верхнего прослоя песчаника сопровождалось улучшением скорости проходки в среднем в ~2 раза, кратковременным повышением газопоказаний с утяжелением качественного состава газа за счет увеличения концентрации УВ-компонентов: пропана (С3) и бутана (С4) и усилением интенсивности свечения вытяжек ЛБА.

В процессе углубления уровень газопоказаний понижается и практически стабилизируется с облегчением качественного состава газа и снижением интенсивности свечения вытяжек ЛБА шлама и образцов керна.

* ***По данным ГТИ: изменению суммарных значений газопоказаний и качественного состава газа, данным исследования образцов шлама и керна, результатам прослои песчаника пласта ЮС1:***

***- в интервале 2776.0 - 2780.0 м – нефтенасыщенный;***

***- в интервале 2792.8 – 2803.0 м – с признаками водонасыщения (при наличии коллекторов).***

***Пласт ЮС2 по данным ГИС вскрыт в интервале 2834.8 - 2875.4 м.***

Верхняя половина пласта ЮС2 (интервал 2834.8-2855.8 м), вскрытая кернами №8 и №9, представлена неравномерным переслаиванием песчаника кварцевого серого, крупно-мелкозернистого, зерна кварца не окатанные, на глинистом цементе порово-контактного типа, средней крепости, алевролита серого глинистого, средней крепости, плотного, аргиллита темно-серого, от пелитоморфного до алевритистого, тонкослоистого, средней крепости, участками - с включениями углефицированного растительного детрита, пирита, с единичными маломощными (до 0.4-0.6 м) прослоями угля черного, хрупкого, чешуйчатого, с раковистым изломом.

Средняя часть пласта (интервал 2855.8-2863.6 м) сложена преимущественно аргиллитом пелитоморфным темно-серым, средней крепости, плотным с тонкими единичными прослойками песчаника кварцевого светло-серого, мелкозернистого, на глинисто-карбонатном цементе порово-базального типа, плотного, крепкого.

В нижней части пласта (интервал 2863.6-2875.4 м) отмечается неравномерное переслаивание песчано-алевро-глинистых пород, аналогичных верхнему интервалу.

Вскрытие кровли пласта проходило в процессе бурения керна №8 при этом газопоказания относительно фоновых значений в покрывающих отложениях постепенно увеличились на порядок (в 7-10 раз). При забое 2841.8 м после вскрытия кровли пласта ЮС2 проведено ИПТ№4, в результате которого в трубах был получен приток нефти (18.0 м), технической воды с нефтью (149.0 м) и газированный фильтрат БР, перебитый нефтью (93.0 м).

При продолжении бурения с отбором керна №9 фиксировались повышенные абсолютные значения газопоказаний и утяжеленный качественный состав газа, связанные с наличием нефти в буровом растворе после проведения ИПТ, поэтому данные значения искажены и не дают возможности достоверного определения характера насыщения отложений пласта ЮС2. По результатам интенсивности свечения вытяжек ЛБА образцов керна №8 и №9 фиксируется низкое содержание битума.

Характер изменения суммарных значений газопоказаний, относительного состава газа,

* ***По данным ГТИ: облегченному качественному составу газовоздушной смеси, полученной в результате частичной дегазации бурового раствора (до проведения ИПТ №4), глубокой дегазации образцов кернов, данным исследования шлама и кернов, результатам ЛБА прослои песчаника в интервале пласта ЮС2 - водонасыщенные.***

Результаты геолого-геохимической, геофизической и технологической информации представлены в сводном планшете (Приложение 4).

В таблицах №№ 7 и 8 показана классификация битумоидов по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек и количественная оценка их содержания.

Классификация битумоидов по люминесцентной характеристике

капиллярных вытяжек.

таблица 7.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Группа | Цвет люминесценции капиллярных вытяжек | Состав битумоида | Тип битумоида |
| **1** | Беловато-голубые тона разной интенсивности:  **БГ** | Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов | Легкий  битумоид  (ЛБ) |
| **2** | Белый, голубовато-желтый, беловато-желтый:  **Б, ГЖ, БЖ** | Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов | Маслянистый  битумоид  (МБ) |
| **3** | Желтый, оранжевый, оранжево-желтый до желтовато-коричневого:  **Ж, О, ОЖ, ЖК** | Нефти и битумоиды с содержанием масел более 60%, асфальтенов 1-2% | Маслянисто-смолистый  битумоид  (МСБ) |
| **4** | Оранжево-коричневый, светло-коричневый, коричневый:  **ОК, СК, К** | Битумоид и нефти с повышенным содержанием асфальтенов 3-20% | Смолистый  битумоид  (СБ) |
| **5** | Темно-коричневый, зеленовато-коричневый, красно-коричневый, буровато-коричневый, черно-коричневый, черный:  **ТК, ЗК, КК, БК, ЧК, Ч** | Битумоид с содержанием асфальтенов более 20% | Смолисто-асфальтеновый  битумоид  (САБ) |

Количественная оценка содержания битумоидов таблица 7.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Форма люминесцирующего участка | Характеристика участка | Балл |
|  | Точки | 1 |
| Тонкое, «рваное» кольцо | 2 |
| Тонкое кольцо | 3 |
| Толстое кольцо | 4 |
| Сплошное пятно | 5 |

**III Проектная часть**

**Глава 1. Усовершенствованные комплексы исследования скважин**

Информационное обеспечение процесса бурения нефтяных и газовых скважин является наиболее важным звеном в процессе строительства скважин, особенно при введении в разработку и освоении новых нефтегазовых месторождений. Требования к информационному обеспечению строительства нефтегазовых скважин в данной ситуации заключаются в переводе информационных технологий в разряд информационно-обеспечивающих и информационно-воздействующих, при которых информационное сопровождение наряду с получением необходимого объема информации давало бы дополнительный экономический, технологический, или иной эффект.

К данным технологиям следует отнести следующие комплексные работы:

* контроль наземных технологических параметров и выбор наиболее оптимальных режимов бурения (например, выбор оптимальных нагрузок на долото, обеспечивающих высокую скорость проходки);
* забойные измерения и каротаж в процессе бурения (MWD и LWD-системы);
* измерения и сбор информации, сопровождаемые одновременным управлением технологическим процессом бурения (управление траекторией горизонтальной скважины с помощью управляемых забойных ориентаторов по данным забойных телеизмерительных систем).

В информационном обеспечении процесса строительства скважин особенно важную роль играют геолого-технологические исследования (ГТИ). Основной задачей службы ГТИ являются изучение геологического строения разреза скважин, выявление и оценка продуктивных пластов и повышение качества строительства скважин на основе получаемой в процессе бурения геолого-геохимической, геофизической и технологической информации. Оперативная информация, получаемая службой ГТИ, имеет большое значение при бурении разведочных скважин в малоизученных регионах со сложными горно-геологическими условиями, а также при проводке наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Однако  в связи с новыми требованиями к информационному обеспечению процесса бурения задачи, решаемые службой ГТИ, могут быть значительно расширены. Высококвалифицированный операторский состав партии ГТИ, работающий на буровой, на протяжении всего цикла строительства скважины при наличии соответствующих аппаратурно-методических средств и программного обеспечения в состоянии решить практически полный комплекс задач информационного сопровождения процесса бурения:

* геолого-геохимические и технологические исследования;
* обслуживание и работа с телеизмерительными системами (MWD и LWD-системы);
* обслуживание автономных систем измерения и каротажа, спускаемых на трубах;
* контроль параметров бурового раствора;
* контроль качества крепления скважины;
* исследования пластового флюида при опробовании и испытании скважин;
* каротаж на кабеле;
* супервайзинговые услуги и т. д.

В ряде случаев совмещение этих работ в партиях ГТИ является экономически более выгодным и позволяет экономить на непроизводительных затратах по содержанию специализированных, узконаправленных геофизических партий, минимизировать транспортные расходы. Однако технических и программно–методических средств, позволяющих объединить перечисленные работы в единую технологическую цепочку в станции ГТИ, в настоящее время нет. Поэтому возникла необходимость разработки более совершенной станции ГТИ нового поколения, которая позволит расширить функциональные возможности станции ГТИ. Рассмотрим основные направления работ при этом. Основные требования к современной станции ГТИ - это надежность, многофункциональность, модульность и информативность.

Структура станции приведена на рис. 5. Она построена на принципе распределенных удаленных систем сбора, которые объединены между собой с использованием стандартного последовательного интерфейса. Основными низовыми системами сбора являются концентраторы, предназначенные для развязки последовательного интерфейса и подключения через них отдельных составных частей станции: модуля газового каротажа, модуля геологических приборов, цифровых или аналоговых датчиков, информационных табло. Через такие же концентраторы к системе сбора (на регистрирующий компьютер оператора) подключаются и другие автономные модули и системы - модуль контроля качества крепления скважин (блок манифольда), наземные модули забойных телеизмерительных систем, систем регистрации геофизических данных типа «Гектор» или «Вулкан» и т.д.

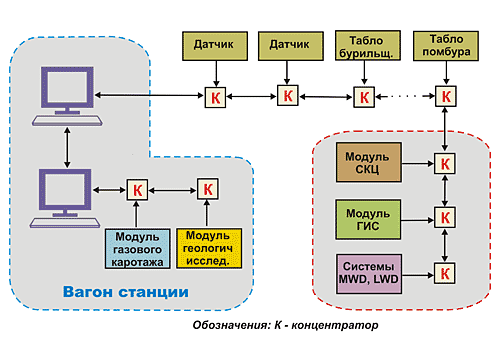


Рис. 5. Упрощенная структурная схема станции ГТИ

Концентраторы одновременно должны обеспечивать гальваническую развязку цепей связи и питания. В зависимости от возложенных на станцию ГТИ задач количество концентраторов может быть разным - от нескольких единиц до нескольких десятков штук. Программное обеспечение станции ГТИ обеспечивает полную совместимость и слаженную работу в единой программной среде всех технических средств.

**Глава 2. Рекомендации по усовершенствованию датчиков**

Датчики технологических параметров, используемые в станциях ГТИ, являются одной из самых важных составных частей станции. От точности показаний и надежности работы датчиков во многом зависит эффективность службы ГТИ при решении задач по контролю и оперативному управлению процессом бурения. Однако из-за тяжелых условий эксплуатации (широкий диапазон температур от –50 до +50 ºС, агрессивная среда, сильные вибрации и т.д.) датчики остаются самым слабым и ненадежным звеном в составе технических средств ГТИ.

Применяемые в производственных партиях ГТИ датчики в большинстве своем были разработаны в начале 90-х годов с использованием отечественной элементной базы и первичных измерительных элементов отечественного производства. Причем из-за отсутствия выбора использовались общедоступные первичные преобразователи, которые не всегда отвечали жестким требованиям работы в условиях буровой. Этим и объясняется недостаточно высокая надежность применяемых датчиков.

Принципы измерения датчиков и их конструктивные решения выбраны применительно к отечественным буровым установкам старого образца, и поэтому на современные буровые установки и тем более на буровые установки иностранного производства их монтаж затруднителен.

Из вышесказанного следует, что разработка нового поколения датчиков чрезвычайно актуальна и своевременна.

При разработке датчиков ГТИ одним из требований является их адаптация ко всем существующим на российском рынке буровым установкам.

Наличие широкого выбора первичных преобразователей высокой точности и высокоинтегрированных малогабаритных микропроцессоров позволяет разработать высокоточные, программируемые датчики с большими функциональными возможностями. Датчики имеют однополярное напряжение питания и одновременно цифровой и аналоговый выходы. Калибровка и настройка датчиков производятся программно из компьютера со станции, предусмотрены возможность программной компенсации температурной погрешности и линеаризация характеристик датчиков. Цифровая часть электронной платы для всех типов датчиков однотипная и отличается только настройкой внутренней программы, что делает ее унифицированной и взаимозаменяемой при ремонтных работах.

### Глава 3. Система удаленного контроля и управления процессом строительства скважин

Отсутствие до настоящего времени оперативного информационного обмена между станцией на буровой и обрабатывающими, аналитическими центрами верхнего уровня ограничивало возможности оперативного прогнозирования нештатных ситуаций на буровой и быстрого принятия наиболее правильных, компетентных решений.

В то же время информационные возможности существующих технических средств [ГТИ](http://leuza.ru/gti/termin/gti.htm) в сочетании с возможностями современных средств связи, позволяют при наличии соответствующего пакета программ создать единую информационную систему, позволяющую без дополнительных материальных затрат оптимизировать производство буровых работ как по отдельным УБР, так и по всей Нефтяной компании.

В этой связи разработана [система удаленного контроля и управления процессом строительства скважины](http://leuza.ru/rt_leuza.htm). Данная система позволяет заказчику по сотовой связи или спутниковому терминалу оперативно связаться из центрального офиса с любой удаленной буровой, где смонтирована [станция ГТИ](http://leuza.ru/geotest5.htm), и в реальном масштабе времени просмотреть всю текущую информацию.

На буровых для организации сбора и передачи геолого-технологической и геофизической информации с каждой буровой в ЦОИ и в технологические отделы УБР используются станции ГТИ и терминалы спутниковой связи. Накопленные данные со станций ГТИ с определённой периодичностью передаются в пакетном режиме в Центры Обработки Информации для дальнейшей обработки и анализа. Для сокращения финансовых затрат по передаче информации используются специальные программные средства по сжатию передаваемой информации. По этим данным можно с достаточной степенью достоверности судить о процессах, происходящих на скважине. Однако периодичность доставки данных в центр (обычно один раз в сутки, иногда чаще) не позволяет говорить об *оперативном* централизованном контроле, поскольку судить о процессах, происходивших на скважине, приходится уже «постфактум». Говорить об *управлении* при таком отставании - вообще бессмысленно. В то же время в связи с резким ужесточением требований к качеству строительства скважины со стороны заказчика и расширением супервайзерской службы возникла необходимость быстрой доставки информации с буровой до конечного потребителя.

Таким образом, для обеспечения оперативного централизованного контроля процесса бурения необходимо обеспечить доставку данных, регистрируемых на станциях ГТИ, в Центр в реальном времени. Для решения данной задачи требовалось разработать **систему со следующими ключевыми свойствами:**

• **способность использования различных каналов связи**, хотя из-за низкой стоимости предпочтительнее использование сотовой связи, а на удаленных буровых, где отсутствует сотовая связь или она неустойчивая, возможно применение спутниковой связи;

• **максимальное использование** аппаратно-технического и программного обеспечения станций ГТИ, имеющегося бурового оборудования и инфраструктуры;

• **отсутствие дублирования** функций, уже имеющихся в программном обеспечении станций ГТИ;

• **полностью автоматический режим работы** системы на буровой (без участия оператора);

• **полное шифрование всего внешнего трафика**, обеспечивающее защиту от несанкционированного доступа к конфиденциальной информации;

• **возможность одновременного доступа** к информации в Центре всего круга пользователей, имеющих разрешение;

• **низкая стоимость** дополнительного оборудования, минимальное время монтажа и демонтажа системы, низкие расходы по обслуживанию при эксплуатации.

Вышеперечисленные свойства системы должны были обеспечить возможность ее быстрого внедрения на разных месторождениях с минимальными доработками, учитывающими местные условия.

Система удалённого контроля и управления процессом строительства скважин состоит из оборудования на буровой, выделенного сервера и клиентских мест.

Оборудование на буровой включает:

- станцию контроля параметров бурения (полнокомплектную станцию ГТИ типа «Геотест-5» или ее усеченный вариант «Леуза-2»);

- программу сбора и регистрации информации («Регистрация») (уже имеется в составе станции);

- программный модуль передачи информации;

- сотовый модем или спутниковый терминал.

На выделенном сервере устанавливается специальная программа *Сервер Подключений*.

На клиентских местах устанавливается специальная программа *АРМ Супервайзера*.

Таким образом, для внедрения системы необходимо лишь минимальное дооборудование станций ГТИ (установка сотового модема, антенны направленного действия и программного модуля для передачи данных). При этом имеющийся операторский состав ГТИ без дополнительных трудовых и финансовых затрат может обслуживать данную систему.

***Общее описание системы***

Общая схема системы удалённого контроля и управления процессом строительства скважин приведена на рис. 6.

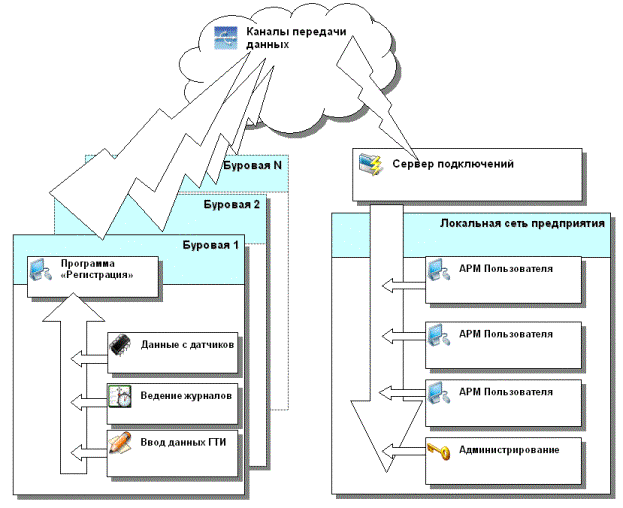


Рис. 6. Схема реализации системы

Центром, через который проходят все потоки данных в системе, является *Сервер Подключений*. В качестве *Сервера Подключений* может быть использован любой компьютер, постоянно подключенный к сети Интернет и имеющий фиксированный IP-адрес. Таким образом, установление связи с *Сервером Подключений* возможно из любого места, где имеется доступ в интернет. Это позволяет строить системы любой конфигурации.

Каждая скважина, оснащенная станцией ГТИ, поддерживает постоянную связь с *Сервером Подключений*, используя доступные в месте её расположения каналы связи. С любого компьютера, имеющего доступ к *Серверу Подключений*, можно осуществить подключение к данному серверу, выбрать скважину для контроля и осуществить наблюдение за скважиной в реальном масштабе времени.

Использование сети общего пользования (Интернет) для связи буровых с *Сервером Подключений* дает большие преимущества, так как позволяет, во-первых, значительно удешевить систему (отсутствует необходимость в создании собственной инфраструктуры связи), и, во-вторых, осуществлять контроль скважин, находящихся в любом месте, и из любого места, где имеется доступ в интернет. В результате можно, например, контролировать ход работ на любой из доступных скважин, находясь где-нибудь в дороге. Для этого потребуются лишь ноутбук, сотовый телефон и соответствующее программное обеспечение!

Каждая буровая оснащена спутниковым терминалом или сотовым GPRS-модемом. Программное обеспечение, установленное на буровой, при запуске устанавливает соединение с *Сервером Подключений*. После этого скважина становится доступной для контроля. Никаких действий со стороны оператора станции не требуется - вся работа происходит автоматически. В то время, когда ни один супервайзер не контролирует буровую, передача данных практически не производится, что немаловажно с точки зрения экономии трафика, за который операторами спутниковой и сотовой связи начисляется оплата. Возможность использования различных каналов связи позволяет построить систему с оптимальным соотношением цены и качества.

Система удалённого контроля и управления процессом бурения предоставляет большие возможности при строительстве скважин. С одной стороны, данная система дисциплинирует буровую бригаду, сводя к минимуму нарушения технологии и отклонения от геолого-технического наряда, резко снижаются неоправданные простои, что приводит к улучшению технико-экономических показателей строительства скважины. С другой стороны, возможность непрерывного контроля и оперативного вмешательства в процесс бурения со стороны заказчика или супервайзера позволяет оптимизировать процесс бурения, избегать грубых ошибок, приводящих к аварийным ситуация.

**ГЛАВА 4***.* **Технико-экономические показатели проектируемых работ**

**Характиристика предприятия**

ОАО «Когалымнефтегеофизика» - это предприятие, которое выполняет объем промыслово-геофизических работ на месторождениях, обслуживаемых ЗАО «Лукоил АИК», ООО «Лукойл Западная Сибирь», ООО «Газпромдобыча-Надым», ООО «Новатэк-Юрхаровнефтегаз», ТПП «Когалымнефтегаз», ТПП «Ямалнефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ТПП «Лангепаснефтегаз», «Салым Петролиум Девелопмент» и др.

Организация находится в городе Когалыме Тюменской области.

Работа коллектива организации – это все виды промыслово-геофизических исследований, в скважинах действующего фонда, такие как прострелочно-взрывные работы, прогрев скважин, электрорадиокаротаж, экспедиция геолого-технологические исследования и вертикального сейсмопрофилирования, экспедиция цифровой обработки материалов и цех по ремонту и обслуживанию аппаратуры.

На 1 января 2010 г численность предприятия составляет 978 человек из них работающих вахтово-экспедиционным методом 813 человек.

Организация труда

Важным показателем, характеризующим работу предприятий, являетсся сметная стоимость работ. От ее уровня зависят финансовые результаты деятельнос­ти предприятий, темпы расширенного вос­производства, финансовое состояние хозяй­ствующих субъектов. Основной производственной единицей геофизического предприятия является партия.

Основной задачей планирования деятельности геофизических партий является своевременное и качественное взятых на себя обязательств по производству ГТИ.

По действующим нормам определяется время, необходимое для выполнения планируемого объема работ. Исходя из договорного объема, по установленным нормам времени и расценкам на определенные виды работ составляются сметы. Первичным документом, на котором основан расчет является акт выполненных работ. В нем указывается квалификационный состав исполнителей, нормы времени, вид исследований, используемое оборудование и аппаратура.

Планирование и учет сметной стоимости на предприятиях ведут по элементам затрат и калькуляционным статьям расходов.

Элементы затрат: материальные затраты (сырье и материа­лы, покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, топливо, электроэнергия, теплоэнергия и т.д.), затраты на оплату труда, отчис­ления на социальные нужды, амортизация основных средств, прочие затраты (износ нематериальных активов, обязательные страховые платежи, проценты по кредитам банка, налоги, включаемые в сметную стоимость продукции, отчисления во вне­бюджетные фонды и др.).

Организация труда и производства при геолого-технологических исследованиях скважин.

Производство ГТИ основывается на следующих нормативных документах:

1. «Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ», утвержденных Министерством труда и социального развития РФ от 22 декабря 1996 года № 20 для утверждения численного и квалификационного состава.

2. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований».

Численный и квалификационный состав партии ГТИ.

* начальник партии;
* геофизик-оператор;
* геолог

Технологический процесс геофизических исследований скважин состоит из следующих последовательных этапов:

- Подготовительно-заключительные работы (ПЗР) на базе.

- Переезд партии

- ПЗР на скважине

- Геолого-технологические исследования.

Данный процесс составляет одну скважину-операцию.

Работы по ГТИ начинаются с получения "Заявки на проведение ГТИ" от Заказчика и в соответствии с "Правилами ГИРС".

**Подготовительно-заключительные работы (ПЗР) на базе.**

* Подготовительные:

- анализ проектных материалов на скважину с целью наиболее оптимального решения задач ГТИ;

- составление проектного геологического разреза, геологического задания для операторов-геологов, методического руководства для операторов-технологов по решению конкретных поставленных перед скважиной задач;

- составление проекта "Технического задания"

- согласование проекта "Технического задания" с Заказчиком;

- проверка, тестирование всего комплекса аппаратуры и оборудования;

- согласование проекта установки станции ГТИ на буровой;

- подготовку станции к транспортировке на буровую.

* Заключительные:

- окончательное оформление материалов исследований после окончания бурения скважины, сдача их в КИП;

- оценка качества материалов исследований, интерпретация;

- составление совместно с КИП "отчета по скважине";

- сдача "отчета по скважине" Заказчику;

- консервация станции (в случае необходимости), перед которой производится ревизия оборудования и аппаратуры и составляется акт о степени готовности станции к дальнейшей эксплуатации.

**Транспортировка станции**

Транспортировка станции ГТИ с базы на буровую и с буровой на базу производится, как правило, Заказчиком по условиям, оговоренным в договоре на производство работ.

Общими требованиями при транспортировке станции ГТИ являются:

* при транспортировке по автомобильным дорогам - разрешение Государственной инспекции безопасности дорожного движения (ГИБДД) на транспортировку негабаритных транспортных средств;
* при транспортировке вертолетами (на подвеске) - наличие сертификата на подвесное устройство, которым должна быть оборудована станция ГТИ;
* нахождение персонала внутри станции ГТИ при ее транспортировке категорически запрещается.

**Подготовительно-заключительные работы на буровой.**

* Подготовительные:

- установка станции на буровой согласно проекту;

- проверка готовности буровой к проведению ГТИ согласно "Типовым

условиям на подготовку бурящихся скважин для проведения ГИРС" и "Техническим условиям на подготовку буровой к проведению ГТИ"

- подписание "Акта проверки готовности скважины к проведению ГТИ"

- заземление станции на контур буровой;

- монтаж датчиков ГТИ, пневмолинии от дегазатора, силовых и информационных кабелей с соблюдением правил.

- подключение станции к сети (производится электриком буровой бригады в присутствии начальника партии);

- запуск станции, настройка, калибровка каналов регистрации, оформляемая актом калибровки;

- включение станции в работу.

* Заключительные:

- оформление материалов исследований после окончания бурения скважины;

- демонтаж датчиков ГТИ, пневмолинии, информационных кабелей;

- отключение станции от сети (производится электриком буровой бригады в присутствии начальника партии);

- подписание "Акта выполнения работ по ГТИ" и "Сведений о характере выданных рекомендаций" ;

- подготовка станции к транспортировке.

**Производство работ**

Производство работ по ГТИ осуществляется на основании "Технического задания" с соблюдением правил и рекомендаций, изложенных в разделах 4.1-4.5 настоящей "Технической инструкции" и РД 39-0147716-102-87 "Геолого-технологические исследования в процессе бурения" (до выхода новой редакции "Методического руководства по проведению геолого-технологических исследований"). Параллельно с компьютерной регистрацией информации дежурный оператор-технолог в обязательном порядке ведет "Рабочий журнал по проведению ГТИ" который после окончания скважины сдается вместе со всеми материалами исследований в контрольно-интерпретационную партию.

Дополнительно при проведении работ необходимо производить:

* обязательный контрольный промер бурового инструмента перед отбором керна и проведением испытаний испытателем пластов на трубах с оформлением его двусторонним актом (буровая бригада-партия ГТИ);
* корректировку данных ГТИ по глубинам как по результатам контрольного промера инструмента, так и по результатам промежуточных (привязочных) каротажей;
* отбор шлама до выхода забойной пробы с учетом реального "отставания".

Для повышения оперативности выдачи информации по анализу шлама (керна) рекомендуется вести анализ шлама (керна) как в процессе бурения, так и в процессе спуско-подъемных операций.

**Основные технико-экономические показатели производственной деятельности газокаротажной партии при проведении ГТИ**

|  |  |
| --- | --- |
| **Показатели** | **Сумма** |
|
| 1 | 2 |
| Объем работ, руб., | **47152,94** |
| **Объем в натуральных показателях:** |  |
| - *объем бурения, м (по одной скважине)* | **2407** |
| *-объем технологических исследований, м*  *(по одной скважине)* | **500** |
| *- всего скважино-операций в месяц* | **4,54** |
| **Сметная стоимость работ, руб.** | **43282,3** |
| Затраты времени на проведение исследований (по одной скважине)**, час.** | **27,50** |
| С**тоимость одного часа работ, руб.** | **1714,62** |
| **Численность партии, чел.** | **4** |
| **Средняя выработка на одного работника, руб.** | **10820,59** |
| **Среднечасовая выработка на одного работника, руб.** | **428,65** |

**Временные единичные нормы времени и расценки на обработку материалов ГТИ и совместную интерпретацию ГИРС-ГТИ.**

Временные единичные нормы времени и расценки учитывают следующие статьи затрат:

* основную заработную плату исполнителей со всеми начислениями (дополнительная зарплата, доплата за работу в ночное время, выходные и праздничные дни, начисления на социальное страхование). Премии и северные надбавки учтены расценками и дополнительной оплате не подлежат;
* амортизацию оборудования, аппаратуры и нематериальных активов, рассчитанную с учетом коэффициентов загрузки и резервирования (прил. 2);
* износ малоценного инвентаря и инструментов (Приложение 4);
* услуги собственного производства и со стороны (ремонт оборудования, аппаратуры, метрологическое обеспечение, содержание материальных складов, геологических фондов; содержание производственно-технической службы и пр.) (Приложение 1);
* накладные расходы и плановые накопления (Приложение 1).

Основной производственной единицей при обработке материалов ГТИ и совместной интерпретации ГИРС-ГТИ является контрольно-интерпретационная партия. Численный и квалификационный состав контрольно-интерпретационной партии ГТИ - ГИРС определен в соответствии с «Временными нормами времени» и МУ ГИС - 98.

Затраты по статье «Основная заработная плата» определены в соответствии с численным и квалификационным составом исполнителей, предусмотренным для выполнения работ (Приложение 5). Тарифные ставки и должностные оклады приняты, согласно Постановлению № 1115.

Дополнительная заработная плата определена с учетом продолжительности основного и дополнительного отпусков, установленных законодательством Российской Федерации.

При определении стоимости материалов, инструментов и МБП использованы цены по состоянию на 01.04.1999 г. (МУ ГИС - 98).

Стоимость оборудования, аппаратуры и нематериальных активов принята в ценах по состоянию на 01.10.2002 г. (Приложение 2).

В расценках учтены транспортно-заготовительные расходы на материалы, оборудование и нематериальные активы согласно МУ ГИС - 98.

Накладные расходы и плановые накопления в расценки включены в размере 15 и 8%, соответственно, (Приложение 1).

За единицу измерения приняты:

* одни сутки;
* суточный рапорт;
* одна операция;
* один планшет;
* один отбор;
* один образец;
* одна проба;
* один рейс;
* 20 рейсов;
* один интервал;
* одна диаграмма (кривая);
* одна скважина;
* одно заключение;
* один лист формата А4;
* 200 метров ствола скважины;
* один экземпляр;

Профилактика оборудования (2 дня в месяц), работа в выходные, праздничные, предпраздничные, ночные часы нормами затрат учтены, поэтому к оплате дополнительно не предъявляются.

СОДЕРЖАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ

Обработка материалов ГТИ и совместная интерпретация материалов ГИРС-ГТИ делится на три этапа (Приложение 3).

На первом этапе проводится сбор, обобщение и анализ имеющейся геолого-технической информации; написание и защита программы работ на проведение ГТИ с целью осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию, изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения природоохранных требований («Техническое задание» для конкретной поисково-разведочной или эксплуатационной скважины).

На втором этапе основной задачей контрольно-интерпретационной партии ГТИ-ГИРС является информационное обеспечение процесса строительства скважины:

- приемка материалов ГТИ, редактирование, увязка информации по времени и глубине, оценка качества принятых материалов;

- оперативная интерпретация результатов исследований;

- формирование и выдача Заказчику ежесуточной сводки, справки по ИПТ, недельных и промежуточных отчетов и пр. (РД 153-39.0-069-1, «Правила ГИРС»).

Подробно порядок, состав, форма, сроки и адреса предоставления информации оговариваются условиями конкретных договоров (Контрактов) между Заказчиком и Подрядчиком.

На третьем этапе - формирование, написание, защита и сдача Заказчику окончательного отчета:

- окончательная увязка по времени и глубинам всех материалов ГТИ; проверка и уточнение качества и достоверности информации, полученной из сторонних источников;

- переинтерпретация результатов исследований с учетом всей имеющейся на момент формирования окончательного отчета технологической и геолого-геофизической информации, а также информации по опробованию, испытанию пластов и промысловых данных с применением различных интерпретационных программ;

- формирование сводных планшетов ГТИ-ГИРС; написание текста окончательного отчета; архивация результатов обработки и подготовки материалов для передачи в Банк Данных Заказчика; защита отчета и сдача заказчику.

Подробно основные виды работ, выполняемые контрольно-интерпретационной партией ГТИ - ГИРС описаны в Приложении 3.

Стоимость обработки и совместной интерпретации материалов ГТИ - ГИРС, полученных при исследованиях в бурящихся, выходящих из бурения и в скважинах действующего фонда определена для следующих организационно - технических условий:

* работы проводятся в центре компьютерной обработки и интерпретации геолого-геофизической информации специализированной контрольно-интерпретационной партией ГТИ - ГИРС;
* при обработке и совместной интерпретации материалов ГТИ - ГИРС используются автоматизированные рабочие места;
* техническая вооруженность партии отличается от стандартной контрольно-интерпретационной партии ГИРС набором программ и наличием лабораторного оборудования;
* каждый специалист обеспечен персональным компьютером (PC);
* дополнительно в комплект АРМа ГТИ - ГИРС включается 0.5 PC исходя из того, что на четыре комплекта АРМ предусматривается один программист и один электронщик;
* все компьютеры АРМа и все АРМы соединены в локальную сеть;
* центр обработки и интепретации оборудован модемами для передачи информации по каналам связи;
* в комплект АРМов входят пакеты программ системы ИМС - ГТИ и специальные программы для решения геолого-технических, гидродинамических и иных специальных задач, а также пакеты для формирования и вывода в виде планшетов результатов совместной интерпретации ГТИ - ГИРС;
* полевые материалы имеют качество, отвечающее требованиям всех действующих нормативных, документов, регламентирующих проведение ГТИ;
* Заказчику передается 5 (пять) твердых копий диаграмм и планшетов с результатами обработки, а также отредактированные данные, результаты обработки (планшеты с диаграммами и Заключения) на магнитном носителе в соответствии с требованиями «Регламента передачи информации ГИС на электронных носителях...».

Константы и коэффициенты к расчету временных единичных расценок на работы

Партии обработки и совместной интерпретации ГТИ-ГИРС

приложение 1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Наименование** | **Значение** |
| **1** | **"Годовой фонд рабочего времени, час** | **2000** |
| **2** | **Месячный фонд рабочего времени, час** | **166,7** |
| **3** | **Продолжительность рабочей недели, час** | **40** |
| **4** | **количество праздничных дней в году** | **10** |
| **5** | **Отпуск для партий РК. дни** | **50** |
| **6** | **Отпуск для всех партий кроме РК, дни** | **44** |
| **7** | **Минимальная зарплата на текущий год, руб** | **100.00** |
| **8** | **Минимальная зарплата на 01.10.90г. руб** | **70** |
| **9** | **Кратность минимальной зарплаты** | **4.0** |
| **10** | **Время на профилактику аппаратуры и оборудования, час** | **192** |
| **11** | **Время на промер кабеля на базе, час** | **96** |
| **12** | **Доплата за работу в ночное время, % для передвижных партий** | **20** |
| **13** | **Доплата за работу в ночное время, % для стационарных партий** | **40** |
| **14** | **Доля работы для стационарных партий** в ночное **время** (Дс) | **0.375** |
| **15** | **Доля работы для стационарных партий** в вечернее **время** | **0** |
| **16** | **Доля работы для стационарных партий** в выходные **и** праздничные **дни (Дсп)** | **1** |
| **17** | **Доля работы для передвижных партий в ночное время** | **0** |
| **18** | **Доля работы для передвижных партий в выходные и праздничные дни** | **0** |
| **19** | **Количество дней в году** | **365** |
| **20** | **Коэффициент отчислений от зарплаты в фонды Котч** | **0.364** |
| **21** | **Комплект СГА для реализации комплекса ГИРС** | **9** |
|  | Районные коэффициенты (р-н строительства скважин - 4 ж): |  |
| **23** | **Коэффициент ТЗР на материалы и инструменты** | **1.190** |
| **24** | **Коэффициент ТЗР на оборудование и аппаратуру** | **1.085** |
| **25** | **Районный коэффициент (на зарплату)** | **1.70** |
| **26** | **Северная надбавка (на зарплату)** | **1.35** |
|  | **Премия: ИТР** | **1.75** |
|  | **РАБОЧИХ** | **1.60** |
| **27** | **Коэффициент отчислений на капитальный ремонт** | **1.00** |
| **28** | **Накладные расходы** | **0.15** |
| **29** | **Плановые накопления** | **0.08** |
| **30** | **Цеховые расходы** | **1.35** |
| **33** | **Индекс соотношения минимальный зарплат** | **5.714** |
| **34** | **Коэффициент загрузки производственных партий передвижных - Кзгр.л** | **0,856** |
| **35** | **Коэффициент загрузки производственных** партий стационарных - Кзгр,с | **0,952** |
|  | **Коэффициент учета дополнительной зарплаты:** |  |
| **36** | **- для партий РК Кзд=1+{50\*8/(2000-50\*8)}** | **1,250** |
| **37** | **- для всех партий, кроме РК Кзд=1+{44\*8/(2000-44\*8)}** | **1.214** |
|  | **Коэффициент за работу в ночное время** |  |
| **38** | **для** стационарных партий - Кн,с | **1.130** |
| **39** | **для передвижных партий - Кн\_п** | **1.030** |
|  | **Коэффициент** за работу **в выходные и праздничные дни** |  |
| **40** | **для** стационарных партий - Кп,с | **1,027** |
| **41** | **для передвижных партий - Кп,п** | **1,010** |
|  | **Интегральные коэффициенты:** |  |
| **42** | **для** стационарных партий - Кинт,с | **1.150** |
| **43** | **для передвижных партий - Кинг.общ** | **1.170** |
| **44** | **Коэффициент использования ГО (для БР=Кзгр)** | **0.856** |
|  | Коэффициент резервирования |  |
| **45** | **Основное геофизическое оборудование(станции. подъемниа, лаборатории)** | **1.3** |
| **46** | **Скважинная геофизическая аппаратура (СГА)** | **1.3** |
| **47** | **Вспомогательное оборудоэание** | **1.1** |
| **48** | **Нематериальные активы** | **1.0** |

Расчет по статье затрат «Аммортзация оборудования и нематериальных активов партии по обработке ГТИ и совместной интерпретации ГТИ-ГИРС»

Коэффициент ТЗР на материалы и инструменты 1,19

Коэффициент ТЗР на оборудование и аппаратуру 1,085 приложение 2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование техники | Кол-во | Цена | Стоимость | Стоимость с ТЗР, | Норма амортиэ., | Коэфф. резерв. | Аммортизация с ТЗР, | | | руб. | | |
|  |  |  |  | в год | в месяц | | | в час (166,7) |
| руб | руб. | руб. | % |  | руб. | | руб. | руб. | | |
| 1 | Основное оборудование интерпретационной партии ГТИ-ГИС | | |  |  |  |  |  | |  |  | | |
| 1.1 | Персональный компьютер Pentium II с HDD и FD | 5,4 | 20 825 | 112 455 | 122 014 | 25 | 1 | 30 503 | | 2 542,5 | 15,25 | | |
| 1.2 | Устройство ZIP-DRV | 3,6 | 6 573 | 23 663 | 25 674 | 25 | 1 | 6 419 | | 535,0 | 3,21 | | |
| 1.3. | Сканер планшетный цветной | 1,2 | 8 833 | 10 600 | 11 501 | 25 | 1 | 2 875 | | 239,6 | 1,44 | | |
| 1.4. | Модем ADC CAMRUS-RS HDSL | 1,2 | 22 903 | 27 484 | 29 820 | 25 | 1 | 7 455 | | 621,4 | 3,73 | | |
| 1.5 | Принтер лазерный черно-белый | 2,4 | 10 850 | 26 040 | 28 253 | 25 | 1 | 7 063 | | 588,7 | 3,53 | | |
| 1.6 | Принтер струйный цветной | 1,2 | 37 750 | 45 300 | 49151 | 25 | 1 | 12 288 | | 1 **0**24,2 | 6,14 | | |
| 1.7 | Лабораторное оборудование | 1 | 538 915 | 538 915 | 584 723 | 20 | 1 | 116 945 | | 9 747,3 | 58,47 | | |
| 1.8 | Сетевая карта GF 100 TXR | 0,3 | 967 | 290 | 315 | 25 | 1 | 79' | | 6,6 | 0,04 | | |
| 1.9 | HUB SWICH Genius | 0,3 | 3 019 | 906 | 983 | 25 | 1 | 246 | | 20,5 | 0,12 | | |
| 1.10 | Монитор SamsunglS" 56Е | 5,4 | 4 373 | 23 614 | 25 621 | 25 | 1 | 6 405 | | 533,9 | 3,20 | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  |  | | |
|  | ИТОГО | 22 |  | 809 266 | 878 054 |  |  | 190 277,3 | | 15 859,6 | 95,14 | | |
| 2 | Программное обеспечение (Нематериальные активы) | |  |  |  |  |  |  | |  |  | | |
| 2.1 | Пакет программ для решения геолого-технологических задач "Графпад" | 4 | 450 000 | 1 800 000 | 1 953 000 | 33 | 1 | 644 490 | | 53 718,2 | 322,25 | | |
| 2.2 | Пакет программ для комплексной обработки и интерпретации ГЕОПОИСК" | 4 | 670 236 | 2 680 944 | 2 908 824 | 33 | 1 | 959 912 | | 80 008,7 | 479,96 | | |
| 2.3. | Системный пакет программ базовый | 4 | 3 000 | 12 000  18 000 | 13 020 | 33 | 1 | 4 297 | | 358,1 | 2,15 | | |
| 2.4. | Прикладной пакет программ |  | 4 500 |  | 19 530 | 33 | 1 | 6 445 | | 537,2 | 3,22 | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  |  | | |
|  | ИТОГО | 16 |  | 4 510 944 | 4 894 374 |  |  | 1 615 143 | | 134 822 | 807,57 | | |

Состав работ при обработке материалов ГТИ и

совместной интерпретации ГТИ-ГИРС

Подготовительно - заключительные работы для геолого-технологического  
сопровождения строительства скважины

приложение 3

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | | | Наименование работы Ед. изм. | | | Время, мин. | | | | | Время, час | | |
| 1. Составление программы работ на 1 скважину. | | | | | | | | | | | | | |
| 1.1. | | | Сбор данных по участку работ и соседним скважинам | | 1 скв. | 120,0 | | | | | 2,00 | | |
| 1.2. | | | Составление эталонно-прогнозной модели вскрытия перспективных горизонтов без привлечения каменного материала | | 1 скв. | 240,0 | | | | | 4,00 | | |
| 1.2.1. | | | Составление эталонно-прогнозной модели вскрытия перспективных горизонтов без привлечения каменного материала | | 1 скв. | 480,0 | | | | | 8,00 | | |
| 1.3. | | | Составление программы работ по ГТИ | | 1 скв. | 60,0 | | | | | 1,00 | | |
| Итого | | | Составление эталонно-прогнозной модели без привлечения каменного материала | | 1 скв. | 420,0 | | | | | 7,00 | | |
| **Итого** | | | Составление эталонно-прогнозной модели с привлечением каменного материала | | 1 скв. | 660,0 | | | | | 11,00 | | |
| 2. Суточная сводка (ежедневно) | | | | | | | | | | | | | |
| 2.1. | | | Загрузка программы электронной почты и получение данных ГТИ (суточный рапорт и порейсовой информации) | | рапорт | 8,0 | | | | | 0,13 | | |
| 2.2. | | | Сохранение полеченной информации на диске и распаковка данных | | операция | 3,0 | | | | | 0,05 | | |
| 2.3. | | | Печать данных сут. рапорта и проверка полноты заполнения | | операция | 7,0 | | | | | 0,12 | | |
| 2.4. | | | Загрузка программы GrafPad, подключение информации, коррекция заголовка планшета технологического контроля | | операция | 9,0 | | | | | 0,15 | | |
| 2.5. | | | Печать технологических данных в масштабе времени | | операция | 11,0 | | | | | 0,18 | | |
| 2.6. | | | Просмотр технологических данных на экране, анализ на полноту и качество | | операция | 5,0 | | | | | 0,08 | | |
| 2.7. | | | Сопоставление данных из сут. рапорта и порейсовой информации (при необходимости коррекция) | | операция | 5,0 | | | | | 0,08 | | |
| 2.8. | | | Интерпретация данных сут. рапорта и порейсовой информации (при необходимости коррекция) | | операция | 6,0 | | | | | 0,10 | | |
| 2.9. | | | Загрузка программы Lotos Notes, архивация и передача данных Заказчику | | операция | 13,0 | | | | | 0,22 | | |
| 3. Обработка описаний керна | | | | | | | | | | | | | |
| 3.1. | | | Получение данных по керну, сохранение на диске и распаковка | | отбор | 4,0 | | | | | 0,07 | | |
| 3.2. | | | Загрузка программы GrafPad, подключение информации, коррекция заголовка планшета макроописания керна | | отбор | 9,0 | | | | | 0,15 | | |
| 3.3. | | | Распечатка планшета макроописания керна в масштабе 1:100 | | отбор | 2,0 | | | | | 0,03 | | |
| 3.4. | | | Анализ данных по глазу и литологии (визуально) | | отбор | 8,0 | | | | | 0,13 | | |
| 3.5. | | | Проверка соответствия описания керна терригенных пород | | отбор | 15,5 | | | | | 0,26 | | |
| 3.6. | | | Редактирование комментариев (описание литологии) | | отбор | 62,0 | | | | | 1,03 | | |
| 3.7. | | | Проверка и утверждение описания | | отбор | 4,0 | | | | | 0,07 | | |
| 3.8. | | | Печать исправленного планшета (масштаб 1:100) и архивация данных | | отбор | 3,0 | | | | | 0,05 | | |
| 4. Составление заключения о характере насыщения по ИПТ | | | | | | | | | | | | | |
| 4.1. | | | Получение данных по ИПТ, сохранение на диске, распаковка и распечатка | | проба | 9,0 | | | | | 0,15 | | |
| 4.2. | | | Анализ данных на полноту и качество (визуально) | | проба | 9,0 | | | | | 0,15 | | |
| 4.3. | | | Интерпретация с помощью прикладных программ (получение графика РАГ и его анализ) | | проба | 21,0 | | | | | 0,35 | | |
| 4.4. | | | Составление заключения о характере насыщения пласта | | проба | 6,0 | | | | | 0,10 | | |
| 4.5. | | | Проверка и утверждение заключения | | проба | 4,0 | | | | | 0,07 | | |
| 4.6. | | | Печать заключения и графика РАГ (раздельный анализ газа) | | проба | 2,0 | | | | | 0,03 | | |
| 5. Приемка полевого материала | | | | | | | | | | | | | |
| 5.0. Загрузка полевых данных и создание архива | | | | | операция | 6,0 0,10 | | | | | | | |
| Мп/п | Наименование работы | | | | Ед. изм. | | | Время, мин. | | | Время, час | |
|  | 5.1. Приемка геологического материала | | | |  | | |  | | |  | |
| 5.1.1. | Проверка полноты сдаваемого материала | | | | 200 м | | | 8,0 | | | 0,13 | |
| 5.1.2. | Проверка номенклатуры зарегистрированных данных и их соответствие Программе работ | | | | 200 м | | | 11,0 | | | 0,18 | |
| 5.1.3. | Проверка оформления геолого-геохимической диаграммы и анализ ситуации | | | | 200 м | | | 11.0 | | | 0,18 | |
| 5.1.4. | Контроль данных ЛБА (люминесцентно битуминологический анализ), включая лабораторную проверку | | | | 200 м | | | 16,0 | | | 0,27 | |
| 5.1.5. | Лабораторная проверка описаний шлама | | | | образец | | | 16,3 | | | 0,27 | |
| 5.1.6. | Лабораторная проверка количества карбонатного цемента | | | | образец | | | 10,6 | | | 0,18 | |
| 5.1.7. | Лабораторная проверка определений пористости и плотности | | | | образец | | | 31,0 | | | 0,52 | |
| 5.2 Приемка геохимических данных | | | | | | | | | | | | |
| 5.2.1. | Проверка оформления диаграммы газового каротажа во время бурения и правильности оценки ситуации оператором | | | | рейс | | | 7,00 | | | 0,12 | |
| 5.2.2. | Лабораторная проверка образцов бурового раствора методом ТВД | | | | проба | | | 26,0 | | | 0,43 | |
| 5.2.3. | Проверки корректности значений ТВД (термо-вакуумный дегазации) раствора и газового каротажа | | | | 200 м | | | 12,0 | | | 0,20 | |
| 5.3. Приемка технологических данных | | | | | | | | | | | | |
| 5.3.1. | Проверка полноты сдаваемого материала | | | | 200 м | | | 8,70 | | | 0,15 | |
| 5.3.2. | Проверка оформления диаграммы геолого-технических исследований (поглубинка) и анализ ситуаций | | | | 200 м | | | 11,0 | | | 0,18 | |
| 5.3.3. | Проверка оформления диаграммы технологических исследований (повременка) и анализ ситуаций | | | | рейс | | | 7,0 | | | 0,12 | |
| 5.3.4. | Проверка гидравлического отчета | | | | рейс | | | 2,0 | | | 0.03 | |
| 5.3.5. | Проверка таблицы ТЭП (технико-экономических показателей) на полноту заполнения и контроль качества данных | | | | рейс | | | 5,0 | | | 0,08 | |
| 5.3.6. | Проверка правильности заполнения "SETUP" (параметры сбора и регистрации данных) | | | | рейс | | | 5,0 | | | 0,08 | |
| 6. Предварительная обработка данных | | | | | | | | | | | | |
| 6.1 Предварительная обработка геологических данных | | | | | | | | | | | | |
| 6.1.1. | Загрузка программы GrafPad, подключение информации, коррекция заголовка геолого-геохимического планшета | | | | операция | | | 9,0 | | | 0,15 | |
| 6.1.2. | Печать геолого-геохимического планшета (в черновом варианте) в масштабе 1:500 при ширине планшета 240 мм. | | | | 200 м | | | 6,5 | | | 0,11 | |
| 6.1.3. | Коррекция геологических комментариев в программе GrafPad | | | | 200 м | | | 22,9 | | | 0,38 | |
| 6.1.4. | Исправление шламограммы в программе DMAS | | | | 200 м | | | 15,0 | | | 0,25 | |
| 6.2 Предварительная обработка данных газового каротажа | | | | | | | | | | | | |
| 6.2.1. | Выделение перспективных интервалов (пластов-коллеторов) | | | | 200 м | | | 13,50 | | | 0,23 | |
| 6.2.2. | Внесение данных в программу обработки, построение графиков РАГ | | | |  | | |  | | |  | |
| а) | ТВД шлама | | | |  | | | 22,5 | | | 0,38 | |
| б) | частичная дегазация БР (ГВЛ) | | | | пласт- | | | 40,5 | | | 0,68 | |
| в) | ТВД раствора | | | | коллектор | | | 6 | | | 0,10 | |
| г) | ТВД керна | | | |  | | | 6 | | | 0,10 | |
| 6.2.3 | Загрузка программы GrafPad, подключение информации, коррекция заголовка планшета газового каротажа | | | | Операция | | | 9 | | | 0,15 | |
| 6.2.4 | Печать планшета газового каротажа в масштабе 1:200 | | | | 200 м | | | 17,7 | | | 0,30 | |
| 6.3 Интерпретация результатов геолого-геохимических исследований | | | | | | | | | | | | |
| 6.3.1 | Уточнение литолого-стратиграфического разреза по шламограмме и ДМК (детальный механический каротаж) | | | | 200 м | | | 4,3 | | | 0,07 | |
| 6.3.2 | Детальный анализ газового каротажа в перспективных интервалах и разбивка на пласты | | | | пласт-коллектор | | | 22,0 | | | 0,37 | |
| 6.3.3 | Комплексная интерпретация данных геолого-геохимических исследований по определению характера насыщения | | | | пласт-коллектор | | | 12,0 | | | 0,20 | |
| 6.3.4 | Составление заключения о характере насыщения и коллекторских свойствах перспективных интервалов (1 пласт-коллектор) | | | | пласт-коллектор | | | 43,0 | | | 0,72 | |
| № п/п | Наименование работы | | | | Ед. изм. | | | Время, мин. | | | | Время, час |
| 6.3.5 | Проверка заключения и утверждение | | | | пласт-коллектор | | | 12,0 | | | | 0,20 |
| 6.3.6 | Исправление и печать заключения | | | | пласт-коллектор | | | 3,0 | | | | 0,05 |
| 6.4 Обработка технологического материала | | | | | | | | | | | | |
| 6.4.1 | Загрузка программы GrafPad, подключение информации, коррекция заголовка технологического планшета | | | | операция | | | 9 | | | | 0,15 |
| 6.4.2 | Коррекция технологических комментариев в программе GrafPad | | | | 200 м | | | 6,7 | | | | 0,11 |
| 6.4.3 | Печать геолого-технического планшета (в черновом варианте при ширине планшета 240 мм.) в масштабе 1:500 | | | | 200 м | | | 6,5 | | | | 0,11 |
| 6.4.4 | Разовая печать (по требованию Заказчика): | | | |  | | |  | | | |  |
| а) | коррекция информации в программе GrafPad | | | | за сутки | | | 2,5 | | | | 0,04 |
| б) | технологические данные в повременном масштабе 1:60 мин. | | | | за сутки | | | 7,7 | | | | 0,13 |
| в) | технологические данные в повременном масштабе 1:30 мин. | | | | за сутки | | | 9,0 | | | | 0,15 |
| г) | технологические данные в повременном масштабе 1:5 мин. | | | | за 4 часа | | | 4,8 | | | | 0,08 |
| 6.4.5 | Редактирование ТЭПа | | | | 200 м. | | | 3,8 | | | | 0,06 |
| 6.4.6 | Анализ технологических данных по соблюдению РТК и составление заключения. | | | | 200 м. | | | 4,0 | | | | 0,07 |
| 6.4.7 | Проверка и утверждение заключения | | | | скважина | | | 12,0 | | | | 0,20 |
| 6.4.8 | Печать заключения | | | | скважина | | | 4,0 | | | | 0,07 |
| **7.** Комплексная обработка данных ГИРС и геолого-геохимических исследований | | | | | | | | | | | | |
| 7.1. | Получение данных (поглубинная информация), сохранение на диске и распаковка | | | | операция | | | 5,0 | | | | 0,08 |
| 7.2. | Сращивание интервалов ГТИ в единый по всей скважине в программе "DMAS" | | | | операция | | | 3,4 | | | | 0,06 |
| 7.3. | Просмотр данных на экране | | | | скважина | | | 20,0 | | | | 0,33 |
| 7.4. | Удаление повторяющихся интервалов глубин («петель») и сохранение исправленной информации | | | | скважина | | | 19,0 | | | | 0,32 |
| 7.5 | Сбор и конвертирование данных ГИС: | | | |  | | |  | | | |  |
| а) | копирование данных из цифрового архива на рабочий компьютер и загрузка их в программу ГИНТЕЛ | | | | операция | | | 15,0 | | | | 0,25. |
| б) | выбор кривых в каталог рабочего раздела и конвертирование в LAS - формат | | | | интервал | | | 2,8 | | | | 0,05 |
| в) | компоновка непрерывных кривых ГИС (сшивка) по всей скважине | | | | кривая | | | 9,2 | | | | 0,15 |
| 7.6. | Загрузка GrafPad, подключение информации, коррекция заголовка сводного планшета | | | | операция | | | 9,0 | | | | 0,15 |
| 7.7. | Коррекция комментариев и описаний в программе GrafPad | | | | 200 м | | | 63,0 | | | | 1,05 |
| 7.8. | Печать сводного планшета в масштабе 1:500 (в черновом варианте при ширине 420 мм.) | | | | 200 м | | | 8,0 | | | | 0,13 |
| 7.9. | Увязка данных ГТИ с ГИС по глубине (наметка реперов на бумажной диаграмме) | | | | 200 м | | | 35,0 | | | | 0,58 |
| 7.10. | Проверка увязки | | | | 200 м | | | 9,0 | | | | 0,15 |
| 7.11. | Увязка данных ГТИ с ГИС по глубине в программе ConcorDance и сохранение | | | | 200 м | | | 44,0 | | | | 0,73 |
| 7.12 | Подключение увязанной информации и просмотр на мониторе | | | | 200 м | | | 10,0 | | | | 0,17 |
| 7.13. | Печать увязанного материала (при ширине планшета 420 мм). | | | | 200 м | | | 8,0 | | | | 0,13 |
| 7.14 | Окончательная проверка увязки | | | | 200 м | | | 4,0 | | | | 0,07 |
| 7.15. | Уточнение и занесение границ пластов по данным ГИС+ГТИ в данные по скважине | | | | 200 м | | | 5,0 | | | | 0,08 |
| 7.16 | Исправление литологических границ в программе DMAS | | | | 200 м | | | 16,0 | | | | 0,27 |
| 7.17 | Проверка границ | | | | 200 м | | | 4,0 | | | | 0,07 |
| 7.18. | Заключительный анализ перспективных объектов с учетом всех полученных данных (Газовый каротаж, ЛБА, исследование керна, результаты ИПТ, ГИС) | | | | пласт-коллектор | | | 17,0 | | | | 0,28 |
| 7.19. | Формирование окончательного заключения по характеру насыщения пластов | | | | Заключение | | | 11,0 | | | | 0,18 |
| n/n | Наименование работы | | | | Ед. изм. | | | Время, мин. | | | | Время, час |
| 7.20. | Загрузка программы GrafPad, подключение исправленной информации, коррекция заголовка сводного планшета | | | | операция | | | 9,0 | 0,15 | | | |
| 7.21 | Печать исправленного геолого-геохимического планшета в масштабе 1:200 | | | | 200 м | | | 17,7 | 0,30 | | | |
| 7.22 | Загрузка программы GrafPad, подключение исправленной информации, коррекция заголовка сводного планшета | | | | операция | | | 9,0 | 0,15 | | | |
| 7.23 | Печать исправленного сводного планшета в масштабе 1:500 при ширине планшета 420 мм. | | | | 200 м | | | 8,0 | 0,13 | | | |
| 8. Окончательная обработка технологических данных | | | | | | | | | | | | |
| 8.1. | Загрузка программы GrafPad, подключение исправленной информации, коррекция заголовка технологического планшета | | | операция | | | 9,0 | | | 0,15 | | |
| 8.2. | Печать исправленного технологического планшета в масштабе 1:500 | | | 200 м | | | 6,5 | | | 0,11 | | |
| 8.3. | Формирование таблицы технико-экономических показателей (ТЭП) по всему интервалу | | | скважина | | | 22,0 | | | 0,37 | | |
| 8.4 | Печать таблицы ТЭП | | | 20 рейсов | | | 3,4 | | | 0,06 | | |
| 8.5. | Формирование диаграммы баланса времени | | | скважина | | | 2,0 | | | 0,03 | | |
| 8.6. | Печать диаграммы баланса времени | | | лист | | | 2,5 | | | 0,04 | | |
| 8.7. | Формирование графика строительства скважины | | | скважина | | | 24,5 | | | 0,41 | | |
| 8.8. | Печать графика строительства скважины | | | лист | | | 2,5 | | | 0,04 | | |
| 8.9 | Формирование графика изменения механической скорости | | | скважина | | | 2 | | | 0,03 | | |
| 8.10 | Печать графика изменения механической скорости | | | лист | | | 2,5 | | | 0,04 | | |
| 8.11 | Формирование диаграммы соотношения времен строительства скважин | | | скважина | | | 2,0 | | | 0,03 | | |
| 8.12. | Печать диаграммы соотношения времен строительства скважин | | | лист | | | 2,5 | | | 0,04 | | |
| 8.13. | Формирование. диаграммы соотношения проходки и календарного времени | | | Скважина | | | 2,0 | | | 0,03 | | |
| 8.14. | Печать диаграммы соотношения проходки и календарного времени | | | лист | | | 2,5 | | | 0.04 | | |
| 8.15. | Формирование сводной таблицы нарушений РТК | | | скважина | | | 5,0 | | | 0,08- | | |
| 8.16. | Анализ отработки долот, составление и печать результатов анализа | | | 20 рейсов | | | 45,0 | | | 0,75 | | |
| 8.17. | Проверка и утверждение результатов обработки технологических исследований | | | скважина | | | 12,0 | | | 0,20 | | |
| 8.18. | Формирование LAS-файлов и реестра для передачи цифровой информации в БД | | | скважина | | | 10,0 | | | 0,17 | | |
| 8.19. | Запись компакт - диска для передачи Заказчику | | | диск | | | 20,0 | | | 0,33 | | |
| 9. Отчет | | | | | | | | | | | | |
| 9.1. | | Написание текста отчета: | |  | | |  | | |  | | |
|  | | - литолого-стратиграфическая характеристика разреза | | скважина | | | 288,0 | | | 4,80 | | |
|  | | - сопоставление проектного и фактического литолого-стратиграфических разрезов | | скважина | | | 144,0 | | | 2,40 | | |
|  | | - оценка нефте-газонасыщенности разреза | | скважина | | | 720,0 | | | 12,00 | | |
|  | | - технологические исследования | | скважина | | | 288,0 | | | 4,80 | | |
| 9.2. | | Печать текста отчета | | лист | | | 2,0 | | | 0,03 | | |
| 9.3. | | Печать диаграмм: техник | |  | | |  | | |  | | |
| а) | | сводный геолого-геохимический планшет в масштабе 1:500 | | 200 м | | | 8,0 | | | 0,13 | | |
| б) | | сводный геолого-геохимический планшет в масштабе 1:200 | | 200 м | | | 20,0 | | | 0,33 | | |
| в) | | технологический планшет в масштабе 1:500 | | 200 м | | | 6,5 | | | 0,11 | | |
| г) | | технологический планшет в масштабе 1:200 | | 200 м | | | 17,7 | | | 0,30 | | |
| д) | | печать технологических данных в повременном масштабе 1:60 мин. | | сутки | | | 7,7 | | | 0,13 | | |
| 9.4. | | Печать блока технико-экономических показателей (ТЭП): | | | | |  | | |  | | |
| а) | | таблица ТЭП | | 20 рейсов | | | 3,4 | | | 0,06 | | |
| б) | | баланс времени | | лист | | | 2,5 | | | 0,04 | | |
| в) | | графика строительства скважины | | лист | | | 2,5 | | | 0,04 | | |
| г) | | графика изменения механической скорости | | лист | | | 2,5 | | | 0,04 | | |
| д) | | диаграмма соотношения времен строительства скважин | | лист | | | 2,5 | | | 0,04 | | |
| е) | | диаграмма соотношения проходки и календарного времени | | лист | | | 2,5 | | | 0,04 | | |
| № п/п | | Наименование работы | | Ед. изм. | | | Время, мин. | | | Время, час | | |
| 9.5. | | Печать макроописания керна | | отбор | | | 3,0 | | | 0,05 | | |
| 9.6. | | Печать заключения по ИПТ | | проба | | | 2,0 | | | 0,03 | | |
| 9.7. | | Печать заключения и графиков РАГ на 1 пласт-коллектор | | лист | | | 2,0 | | | 0,03 | | |
| 9.8. | | Оформление и компоновка отчета | | экземпляр | | | 27,0 | | | 0,45 | | |
| 9.9. | | Координация работ по составлению отчета | | скважина | | | 10,0 | | | 0,17 | | |
| 9.10 | | Окончательная проверка всего пакета документов | | экземпляр | | | 242,0 | | | 4,03 | | |
| 9.11 | | Подготовка сопроводительных документов (Акт приемки-сдачи Заказчику) | | экземпляр | | | 11,0 | | | 0,18 | | |
| 9.12 | | Защита качества отчета | | экземпляр | | | 30,0 | | | 0,50 | | |
| 9.13. | | Редактирование отчета с исправлениями | | экземпляр | | | 12,0 | | | 0,20 | | |

Норматив стоимости по **статье** "Материалы

Коэффициент ТЗР на оборудование и аппаратуру 1,085 Приложение 4.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наменование материала | Ед-ца измрения | Стоимость единицы измерения, руб. | Норматив, колич. на партию в месяц | Для БР, Нм, бр, руб/мес | Для БР, Нм, бр, руб./час | Для БР, Нм, бр, руб./час с ТЗР |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1 | Амбарная книга | шт | 43,33 | 1 | 22,00 | 0,13 | 0,16 |
| 2 | Бумага для множительных аппаратов | рул | 34,83 | 4 | 139,32 | 0,84 | 0,99 |
| 3 | Бумага для принтеров | упак | 100,25 | 2 | 200,50 | 1,20 | 1,43 |
| 4 | Бумага чертежная | рул | 5,00 | 4 | 20,00 | 0,12 | 0,14 |
| 5 | Карандаши разные | шт | 0,92 | 20 | 18,40 | 0,11 | 0,13 |
| 6 | Краска ЦН | кг | 59,96 | 1 | 59,96 | 0,36 | 0,43 |
| 7 | Картридж | шт | 100,83 | 5 | 504,15 | 3,02 | 3,60 |
| 8 | Лента диаграммная неперфорированная | рул | 20,80 | 30 | 624,00 | 3,74 | 4,45 |
| 9 | Папка для бумаг | шт | 4,33 | 10 | 43,30 | 0,26 | 0,31 |
| 10 | Полотенце | м | 9,00 | 1 | 9,00 | 0,05 | 0,06 |
| 1 I | Розетка штепсельная | шт | 6,33 | 5 | 311,65 | 0,19 | 0,23 |
| 12 | Ручка шариковая | шт | 14,33 | 5 | 71,65 | 0,43 | 0,51 |
| 13 | Скоросшиватели | шт | 2,46 | 5 | 12,30 | 0,07 | 0,09 |
| 14 | Спирт технический | л | 200,00 | 2 | 400,00 | 2,40 | 2,86 |
| 15 | Тетрадь общая | шт | 11,67 | 2 | 23,34 | 0,14 | 0,17 |
| 16 | Тетрадь ученическая | шт | 2,82 | 5 | 14,I0 | 0,08 | 0,10 |
| 17 | Электролампы осветительные | шт | 2,42 | 3 | 7,26 | 0,04 | 0,05 |
| 18 | CD-диски | шт | 100,00 | 2 | 200,00 | 1,20 | 1,43 |
| 19 | DVD-диски | шт | 385,00 | 2 | 770,00 | 4,62 | 5,50 |
|  | **ИТОГО** |  |  |  | **3170,93** | **19,02** | **22,64** |

**Расчет заработной платы стационарной партии по обработке ГТИ и совместной интерпретации ГТИ-ГИРС**

приложение 5

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Часовой ФОТ с учетом Коэффициента загрузки (Кзагр=0,925)+(Программист-электроник) | Руб. | 20 |  | 44,9 | 42,9 | 42,9 | 27,6 | 0 | 0 | **158,3** |
| Распределение в % от общего | % | 19 |  | 28,4 | 27,1 | 27,1 | 17,4 | 0 | 0 | **100** |
| Часовой ФОТ с учетом Коэффициента загрузки (Кзагр=0,952) | Руб. | 18 |  | 39,8 | 38,0 | 38,0 | 24,4 | 9,0 | 9,0 | **158,3** |
| Часовой ФОТ с учетом вечерних, ночных, выходных, праздничных и дополнительной зарплаты (Кинт=1,154) | Руб. | 17 |  | 37,9 | 36,2 | 36,2 | 23,3 | 8,6 | 8,6 | **150,7** |
| Часовой ФОТ с учетом резерва отпусков (Крез= 1,214) | Руб. | 16 |  | 32,8 | 31,4 | 31,4 | 20,2 | 7,5 | 7,5 | **130,6** |
| ВСЕГО часовой ФОТ | Руб. | 15 |  | 27,05 | 25,82 | 25,82 | 16,60 | 6,15 | 6,15 | **107,6** |
| ИТОГО месячный ФОТ по  еолонкам 6, 10, 11, 12 | Руб. | 14 |  | 4510,0 | 4305,0 | 4305,0 | 2767,5 | 1025,0 | 1025,0 | **16912,5** |
| Месячная Сев.Надб. = 1,35 | Руб. | 13 |  | 770,0 | 735,0 | 735,0 | 472,5 | 175,0 | 175,0 | **2712,5** |
| Месячный РК | Руб. | 12 |  | 1540,0 | 1470,0 | 1470,0 | 945,0 | 350,0 | 350,0 | **5425,0** |
| Месячная премия | Руб. | 11 |  | 942,9 | 900,0 | 900,0 | 578,6 | 214,3 | 214,3 | **3321,4** |
| Северная Надбавка = 1,35 | % | 10 |  | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 | 35 |  |
| Районный коэффициент = 1,70 | % | 9 |  | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 | 70 |  |
| Размер премии | % | 8 |  | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 |  |
| Месячный ФОТ | Руб. | 7 |  | 1257,1 | 1200,0 | 1200,0 | 771,4 | 285,7 | 285,7 | **5000,0** |
| Месячный тариф при минимальной З/плате=100руб.(с 01.07.00) | Руб. | 6 |  | 1257,1 | 1200,0 | 1200,0 | 771,4 | 285,7 | 285,7 | **5000,0** |
| Часовая тарифная ставка по Постановлению №1115, руб.1991г. | Руб. | 5 |  | 1,32 | 1,26 | 1,13 | 0,97 | 1,20 | 1,20 | **4,68** |
| Месячная ставка зарплаты по Постановлению №1115, руб. 1991г. | Руб. | 4 |  | 220 | 210 | 210 | 135 | 200 | 200 | **875** |
| Численный состав подразделения | Спец. | 3 |  | 1 | 1 | 1 | 1 | 0,25 | 0,25 |  |
| Наименование расходов |  | 2 | Заработная плата | Начальник КИП ГТИ-ГИРС | Геофизик 1кат. | Геолог 1кат. | Техник-геофизик | Программист (инженер) | Электроник (инженер) | **ИТОГО по основным окладам:** |
| № п/п | | 1 |  | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |

СТОИМОСТЬ РАБОТ

Обработка материалов ГТИ и совместная интерпретация геофизических материалов ГТИ - ГИРС полученных при исследованиях в бурящихся, выходящих из бурения и скважинах действующего фонда предусматривает представление Заказчику результатов работ.

Стоимость каждого вида работ определяется путем умножения единичной районной расценки в рублях (Приложение 6) на объем работ в принятых единицах измерения.

Стоимость работ по созданию конкретного документа или выполнения этапа определяется путем суммирования стоимостей каждого вида работ.

приложение 6

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***ОАО "Когалымнефтегеофизика"***  **Расчёт стоимости обработки материалов ГТИ и совместной интерпретации ГИРС-ГТИ.**  Заказчик:\_\_\_\_\_ТПП "Когалымнефтегаз"\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Месторождение:\_\_\_\_\_ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОЕ\_\_\_\_\_\_  Скважина:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_132П\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  Период исследований: \_31.03.07 - 02.06.07\_ | | | | | |
| **№ расценки** | Наименование работ, операций, услуг | Единица измерения работ | Предъявленно к оплате | Расценка, руб. | Стоимость работ |
| 4002 | Сбор данных по участку работ и соседним скважинам | (1=1 скважина) | 1 | ***867,87*** | 867,87 |
| 4003 | Составление эталонно-прогнозной модели с привлечением каменного материала | (1=1 скважина) |  | ***4779,50*** | - |
| 4004 | Составление эталонно-прогнозной модели БЕЗ привлечения каменного материала | (1=1 скважина) | 1 | ***3043,77*** | 3 043,77 |
| 4005 | Загрузка эл. почты и получение информации ГТИ | (1=1 рапорт) | 33 | ***57,86*** | 1 909,31 |
| 4006 | Суточная сводка | (1=1 операция) | 33 | ***361,61*** | 11 933,16 |
| 4007 | Обработка описаний керна | (1=1 отбор) | 19 | ***710,45*** | 13 498,54 |
| 4008 | Составление Заключения по ИПТ и РАГ | (1= 1 проба) | 5 | ***354,79*** | 1 773,97 |
| 4009 | Загрузка данных, создание архива | (1=1 операция) | 8 | ***43,39*** | 347,15 |
| 4010 | Проверка сдаваемого материала | (1=200 м интервала скважины) | 2,936 | ***332,68*** | 976,75 |
| 4011 | Проверка сдаваемого материала | (1=1 образец) | 40 | ***418,75*** | 16 749,82 |
| 4012 | Приемка геохимических данных | (Диаграммы газ. карот=1 рейс) | 59 | ***50,63*** | 2 986,91 |
| 4013 | Приемка геохимических данных | (ТВД бур. р-ра =1 проба) | 5 | ***188,04*** | 940,19 |
| 4014 | Приемка геохимических данных | (Проверка знач.ТВД =200 м) | 2,936 | ***86,79*** | 254,81 |
| 4015 | Приемка технологических данных | (Проверка диаграмм ГТИ =200 м) | 2,936 | ***142,47*** | 418,31 |
| 4016 | Приемка технологических данных | (Проверка материалов =1рейс) | 59 | ***137,41*** | 8 107,32 |
| 4017 | Предварительная обработка геологических данных | (1=200 м) | 2,936 | ***321,11*** | 942,78 |
| 4018 | Предварительная обработка газового каротажа-выделение коллекторов | (1=200 м диаграммы) | 2,936 | ***97,63*** | 286,66 |
| 4019 | Построение и обраб.графиков РАГ | (1 пласт-коллектор) | 10 | ***542,42*** | 5 424,16 |
| 4020 | Уточнение разреза по ДМК и шламограмме | (1=200 м каротажа) | 2,936 | ***31,10*** | 91,31 |
| 4021 | Интерпретация результатов ГГИ | (1= пласт-коллектор) | 10 | ***664,27*** | 6 642,72 |
| 4022 | Коррекция технологических комментариев | (Коррекция в GrafPad 1=200 м) | 2,936 | ***48,46*** | 142,27 |
| 4023 | Редактирование ТЭП | ( 1=за 1 рейс) | 59 | ***27,48*** | 1 621,46 |
| 4024 | Проверка и утверждение предварительного Заключения | ( 1= 1 скважина) | 10 | ***88,03*** | 880,35 |
| 4025 | Получение и сращивание поглуб. ГТИ | ( 1= 1 операция) | 8 | ***60,75*** | 486,01 |
| 4026 | Просмотр и удаление "петель" | ( 1= 1 скважина) | 1 | ***282,06*** | 282,06 |
| 4027 | Копирование и загрузка в ГИНТЕЛ | ( 1= 1 операция) | 8 | ***108,48*** | 867,87 |
| 4028 | Выбор и конвертир. кривых в LAS | (1= 1 интервал) | 8 | ***20,25*** | 162,00 |
| 4029 | "Сшивка" диаграмм ГИС по скважине | (1= 1 диаграмма=1кривая) | 7 | ***66,54*** | 465,75 |
| 4030 | Увязка данных ГТИ - ГИС | (1=200 м) | 2,936 | ***1 375,89*** | 4 039,61 |
| 4031 | Окончательный анализ перспективных объектов | (1= 1 пласт-коллектор) | 10 | ***122,95*** | 1 229,48 |
| 4032 | Формирование окончательного заключения по характеру насыщения пластов | (1= 1 Заключение) | 10 | ***79,55*** | 795,54 |
| 4033 | Формирование таблиц, диаграмм, графиков, LAS-файлов и "Реестра передачи". Проверка и утверждение результатов обработки. | (1= 1 скважина) | 1 | ***590,67*** | 590,67 |
| 4034 | Анализ и печать результатов отработки долот. | (1= 20 рейсов) | 2,99 | ***325,45*** | 973,10 |
| 4035 | Запись информации на компакт-диск | (1= 1 диск) | 2 | ***144,64*** | 289,29 |
| 4036 | Написание текста отчета и координация работ. Подготовка сопроводительных документов. | (1= 1 скважина) | 1 | ***10 566,27*** | ***10 566,27*** |
| 4037 | Оформление, компоновка, проверка, защита отчета | (1= 1 экземпляр отчета) | 1 | ***2169,66*** | 2 169,66 |
| 4038 | Окончательное редактирование отчета | (1= 1 экземпляр отчета) | 5 | ***88,03*** | 440,17 |
| 4039 | Загрузка GrafPad | ( 1= 1 операция) | 116 | ***65,09*** | 7 550,44 |
| 4040 | Печать планшета газового каротажа | (1=200 м; М-б 1:200, **ширина=240мм** ) | 20,552 | ***114,21*** | 2 347,15 |
| 4041 | Печать сводных планшетов диаграмм | (1=200 м; М-б 1:200, **ширина=420мм** ) | 14,68 | ***129,05*** | 1 894,39 |
| 4042 | Печать сводного планшета | (1=200 м; М-б 1:500, **ширина=420мм** ) |  | ***51,62*** | - |
| 4043 | Печать геолого-технолог. планшета | (1=200 м; М-б 1:500, **ширина=240мм** ) | 5,872 | ***41,94*** | 246,27 |
| 4044 | Коррекция суточной информации | (Коррекция в GrafPad 1=за сутки) | 33 | ***18,08*** | 596,66 |
| 4045 | Разовая печать по треб. Заказчика | (М-б 1:60 мин 1=за сутки) |  | ***49,68*** | - |
| 4046 | Разовая печать по треб. Заказчика | (М-б 1:30 мин 1=за сутки) |  | ***58,07*** | - |
| 4047 | Разовая печать по треб. Заказчика | (М-б 1:5 мин 1=за 4 часа) |  | ***30,97*** | - |
| 4048 | Печать предварительного Заключения | ( 1= 1 скважина) |  | ***25,81*** | - |
| 4049 | Печать информации (таблиц, диаграмм, графиков) | (1= 1 лист ф.А4) | 175 | ***16,13*** | 2 822,87 |
| 4050 | Печать текста отчета. Печать Заключений и графиков РАГ на 1 пласт-коллектор | (1= 1 лист ф.А4, 1= 1 проба) | 360 | ***12,90*** | 4 645,64 |
| 4051 | Печать таблицы ТЭП | (1= 20 рейсов) | 11,8 | ***21,94*** | 258,87 |
| 4052 | Печать макроописаний керна | (1= 1отбор) | 114 | ***19,36*** | 2 206,68 |
| 4053 | Анализ технологических данных по соблюдению РТК и составление заключения | (1=200 м каротажа) | 2,936 | ***28,93*** | 84,94 |
| **Итого по совместной интерпретации ГИРС-ГТИ:** | | |  |  | **125 850, 94** |

Аналогичным образом были рассчитаны стоимость работ по интерпретации

132Р и 135П Тевлинско-Русскинского месторождения;

- 132Р Тевлинско-Русскинская (113 580р 28к)

- 135П Тевлинско-Русскинская (117 424р 93к)

**Глава 5. Мероприятия по охране недр и окружающей среды, охране труда и промышленной безопасности**

**Охрана труда и промышленная безопасность при проведении геолого-технологических работ**

В целях безаварийного и безопасного проведения промыслово-геофизических работ в бурящихся скважинах наряду с требованиями проектов, инструкций, приказов, распоряжений и положений, действующих на предприятии, всем работникам геофизических партий (отрядов) необходимо соблюдать требования следующих правил и инструкций:

1. "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности", (Москва, 2003г.).

2. Единой системы управления охраной труда в нефтяной промышленности, М.1986г.

3. Технической инструкции по проведению геолого-технологических исследований в скважинах, М. 1999 г.

4. Правил пожарной безопасности Российской федерации (ППБ-01-03г.).

5. Правил эксплуатации электроустановок потребителей (Энергоатомиздат 1992г.).

**Общие положения**

К геолого-технологическим работам на скважинах допускаются работники, прошедшие медицинский осмотр, профессиональное обучение и сдавшие экзамены по промышленной безопасности.

Каждый работник должен выполнять работу, по которой он прошел профессиональное обучение и инструктаж. Выполнение других работ без разрешения администрации и соответствующего инструктажа по промышленной безопасности запрещается.

**Техника безопасности при переездах партии**

К управлению автомобилем с прицепным вагоном могут допускаться только лица, имеющие на это соответствующие права и разрешения.

Персонал партии при переездах размещается в кабине водителя, а также в машинах сопровождения.

Перевозка людей в станции ГТИ (прицепной вагон) или в кузове машины запрещается.

Станция ГТИ должна быть оборудована необходимым противопожарным инвентарем и укомплектована медицинскими аптечками с набором медикаментов и перевязочных материалов.

**Техника безопасности при работе на скважине**

Перед началом работ на буровой начальник партии обязан провести инструктаж членов буровой бригады по правилам проведения ГТИ, касающимся вопросов монтажа датчиков ГТИ, взаимодействия персонала партии ГТИ и членов буровой бригады при осложнениях и отклонениях от заданных режимно-технологической картой (РТК) параметров с регистрацией факта проведения инструктажа в журнале "Инструктажа на рабочем месте" под роспись всех инструктируемых. Отметка о проведенном инструктаже заносится в журнал учета инструктажа на рабочем месте.

Во всех случаях предаварийных ситуаций и отклонений регистрируемых параметров от проектных согласно требованиям настоящей "Технической инструкции" и согласованного с Заказчиком "Технического задания" операторы станции ГТИ должны информировать представителей Заказчика на буровой и членов буровой бригады.

В случае невыполнения членами буровой бригады рекомендаций по предотвращению аварийной ситуации, старший по смене оператор станции ГТИ обязан сделать соответствующую запись в вахтовом журнале буровой бригады и после этого выйти на связь с представителем Заказчика (в случае его отсутствия на скважине).

Запрещается производство геолого-технологических работ с неисправным оборудованием, механизмами и инструментом, а также пользование неисправными средствами индивидуальной защиты.

Станция ГТИ на скважине должны устанавливаться с таким расчетом, чтобы шум и выхлопные газы от двигателей внутреннего сгорания не проникали в лабораторию станции. Вагон станции ГТИ ставиться от буровой на высоту буровой установки, плюс 10 м.

При контроле технологического процесса строительства скважины должны выполняться следующие условия, обеспечивающие своевременное распознавание предаварийных ситуаций и предотвращение выбросов и открытых фонтанов:

- обязательная промывка скважины перед подъемом инструмента в течение времени, превышающего расчетное время выхода забойной пачки (величину расчетного "отставания") в 1,5 раза;

- предупреждение буровой бригады о факте повышения содержания углеводородных и других газов в газовоздушной смеси, извлеченной из дегазатора принудительного действия в следующих случаях:

- при появлении аномалии, превышающей фоновые значения газопоказаний более чем в 3 раза (факт вскрытия пласта);

- при газопоказаниях, превышающих фоновые более чем в 2 раза после промывки скважины перед подъемом бурового инструмента в течение времени, превышающем расчетное "отставание" бурового раствора в 1,5 раза (факт повышенного пластового давления и притока флюида из пласта в скважину);

- при снижении плотности бурового раствора на выходе из скважины более чем на 5 % после промывки скважины перед подъемом инструмента в течение времени, превышающем расчетное "отставание" бурового раствора в 1,5 раза (та же причина, однако газ может быть представлен и неуглеводородными компонентами – углекислый газ, азот).

В ситуации, характерной для двух последних случаев, необходимо рекомендовать продолжение циркуляции с утяжелением бурового раствора до значений плотности, при которой газопоказания станут фоновыми (а значение плотности раствора на выходе восстановится или несколько увеличится) и лишь после этого дать рекомендацию на подъем инструмента. Подъем инструмента производится с обязательным контролем долива скважины и вычислением притока (поглощения).

Если приток (поглощение) превысит 0.5 м3, необходимо дать рекомендацию на прекращение подъема и восстановление циркуляции до выхода забойной пачки газа. Все выдаваемые рекомендации фиксируются в "Рабочем журнале по проведению ГТИ".

Буровая бригада предупреждается о всех случаях выхода контролируемых параметров за пределы заданных коридоров значений (затяжки, посадки, промывы инструмента, поглощения, притоки бурового раствора, подклинки долота и т.п.) с целью своевременного обнаружения отклонения технологического процесса от нормы как за счет осложнения скважины, так и за счет предаварийного состояния бурового инструмента и оборудования.

При проведении аварийных работ совместно с геологической и технологической службами Заказчика составляется план ликвидации аварии, где указывается цель работ, прогнозная характеристика поведения параметров в наиболее вероятных ситуациях и регламентируются взаимоотношения персонала партии ГТИ и буровой бригады и обмен информацией между ними при ликвидации аварии.

###### Электрооборудование

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением в силовой сети свыше 380 в.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены.

Кабель, соединяющий электрооборудование с электросетью, необходимо располагать в безопасных местах, где он не может быть поврежден (прокладку кабелей следует производить в соответствии с "Типовой схемой установки геофизического оборудования и прокладки токонесущих кабелей на буровой").

Подключать силовой кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки схемы электрооборудования станции (аппаратуры).

Собирать и разбирать схемы, производить ремонтные работы последних разрешается только при снятом напряжении.

При необходимости включения тока в схему, когда прибор находится на поверхности (проверка, градуирование прибора и т.п.) персонал партии должен предупреждаться об этом.

Станция ГТИ должна быть укомплектована необходимыми средствами электрозащиты, а также инструментом с изолированными ручками.

**Опасные и вредные производственные факторы при производстве ГТИ.**

Наиболее опасными и вредными производственными факторами, по исследованию скважин являются: работа с нефтяными загрязнениями и газовыделениями из скважин, угрожающими отравлениями и ожогами при воспламенении; работа вблизи движущихся и вращающихся частей механизмов, угрожающих механическими травмами; опасность электрического поражения от силовых цепей станции; работа с химическими веществами (хлороформ, кислота); неблагоприятные факторы окружающей среды, общие для всех работников, занятых на геофизических работах; опасные объекты на местности; неблагоприятные метеорологические факторы и т. д.; переезды на автотранспорте, угрожающие авариями.

**Требования охраны труда в аварийных ситуациях при проведении**

**ГТИ в бурящихся скважинах.**

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (открытый фонтан, пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.) работники партий, по возможности, техника должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

#### Перечень обязательной документации по охране труда и промышленной безопасности для партий

1.Техническое задание на выполняемый вид работ.

2. Положение об организации работы по охране труда и пожарной безопасности в ОАО «Когалымнефтегеофизика».

3. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБНГП).

4. Утвержденные программы для обучения и инструктажа рабочих по охране труда.

5. Утвержденные инструкции по ОТ и ТБ для рабочих по профессиям и видам работ (согласно перечня).

6. Должностные инструкции на ИТР.

7. Журнал регистрации инструктажей по ОТ и ТБ на рабочем месте.

8. Журнал проверки состояний условий труда.

9. Инструкции по ОТ и ПБ по профессиям и видам работ для персонала геолого-технологических партий.

10. График проверки знаний по ОТ и ПБ рабочими и ИТР партии.

11. Удостоверения о проверке знаний ОТ и ПБ рабочим и ИТР партий с талонами предупреждения.

12. Положение о порядке расследования и учета несчастных случаев на производстве.

**Охрана недр и окружающей среды**

В связи с большим объемом нефтегазодобычи в Западной Сибири весьма актуальны вопросы охраны недр и окружающей Среды. В данном разделе представлены мероприятия, проводимые с целью максимально возможного сохранения экосистемы в окрестностях Тевлино-Русскинского месторождения. Эти мероприятия можно условно подразделить на 2 группы:

1 - мероприятия по охране недр;

2 - мероприятия по охране окружающей Среды.

#### Охрана недр

Разработка месторождения ведется в соответствии с технологической схемой разработки Тевлинско-Русскинского месторождения, в которой предусмотрены мероприятия по максимальному извлечению углеводородов из недр и предотвращению их безвозвратных потерь как в недрах, так и на поверхности.

Для достижения этой цели эксплуатация месторождения ведется через герметичные стволы и устья скважин. Контроль за качеством изоляции пластов осуществляется методами промысловой геофизики (акустический каротаж, термометрия) в каждой скважине независимо от ее назначения. С целью изоляции верхних водоносных горизонтов подъем цементного раствора за кондуктором проводится до устья.

Сбор нефти и газа осуществляется по герметизированной напорной системе с однотрубным сбором продукции и трехступенчатой сепарацией нефти. Попутный газ используется в качестве сырья Сургутским газоперерабатывающим заводом.

Борьба с коррозией промыслового оборудования в процессе эксплуатации месторождения ведется применением ингибиторов коррозии типа “Север-1”. Это существенно сокращает прорывы скважинных труб нефтепроводов и водоводов от агрессивного воздействия жидкости.

Применение новых химреагентов в буровых растворах существенно сокращает содержание нефти в них (до 50%). Утилизацию отработанного бурового раствора необходимо производить закачкой в ранее пробуренные скважины. При освоении скважин, капитальном и подземном ремонте буровой раствор откачивается в нефтесбросный коллектор или в специальныеемкости с последующей откачкой в коллектор. Аварийно-осложненный фонд скважин ремонтируется своевременно согласно план-графика. Качествогерметизации резьбовых соединений улучшается путем применения специальных герметизирующих резьбовых соединений.

Разработка Тевлинско-Русскинского месторождения будет вестись рациональным методом поддержания пластового давления. Это позволит повысить коэффициент нефтеотдачи и предотвратить усадку продуктивной и вышележащей геологической толщи пород.. Для нужд поддержания пластового давления (ППД) проектируется использование подземных термальных вод апт-сеноманского водоносного комплекса и сточных вод (попутные и промышленные), которые являются коррозийноактивными, поэтому для подавления их коррозийной активности в системе ППД будет применяться ингибитор коррозии ВФИКС-82.

#### Охрана окружающей среды

Проектирование, разработка и обустройство Тевлинско-Русскинского месторождения ведутся в соответствии с земельным и водным законодательствами РФ и правилами санитарной охраны водоемов и водотоков.

Природоохранная деятельность на месторождении контролируется отделом охраны окружающей среды ТПП “Когалымнефтегаз”, местными органами территориального бассейнового управления и Госгортехнадзора.

Основными источниками загрязнения окружающей среды при эксплуатации являются буровые работы, разлив нефти, сжигание жидких и газообразных углеводородов в атмосфере, слив подтоварных и попутных вод в водоемы района работ. Для минимизации ущерба от указанных факторов на окружающую среду предусмотрены конкретные мероприятия и средства.

Разбуривание месторождения ведется с кустовых площадок, что в несколько раз позволяет сократить число околоскважинных зон - основной источник загрязнения окружающей среды.

Перед началом работ на объектах проводится срезание плодородного слоя почвы, его хранение и рекультивация земель по окончании работ на кустах скважин. Вокруг объектов (ДНС, КНС, вахтовые поселки) сохраняется или вновь создается зеленая зона. Предусмотрена обваловка вокруг кустовых оснований, а также вокруг мерных емкостей, мест пересечения водных объектов нефтепроводами и водоводами сточных вод. На месторождениипроведена паспортизация и ремонт обваловок факельных стояков, откачка нефти из этих обваловок. Произведена зачистка территории вокруг резервуаров и кустовых площадок. Движение транспорта на месторождении осуществляется только по проложенным дорогам и по специальным переездам через трубопроводы для предотвращения их прорывов.

С целью предупреждения нефтегазовых выбросов и открытого фонтанирования постоянно применяются противовыбросовые устройства. С целью предотвращения разлива нефти на поверхности сбор углеводородов осуществляется в герметизированную напорную систему с однотрубным сбором продукции скважин и трехступенчатого сепарирования нефти. Герметичность системы сбора и транспорта газожидкостных углеводородов должна поддерживаться и постоянно контролироваться опрессовкой и внешним осмотром. Сбор нефти и газа базируется на применении герметичных групповых установок типа “Спутник”.

Так как утилизация попутного газа обеспечивается не в полном объеме, то сжигание его в факелах, к сожалению, неизбежно. Очистка подфакельной площадки, ее обваловка и отсутствие сероводорода в попутном газе позволяет говорить о минимальном ущербе для окружающей среды от сжигания этой фракции углеводородов.

В целях поддержания благоприятного гидрогеологического режима, улучшения санитарного состояния и рационального использования водных ресурсов рек, проток, озер, находящихся в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения, в соответствии с постановлением Совета министров РФ № 91 от 17.03.89 г. установлены границы водоохранных зон, которые нанесены на схему. Ширина водоохранной зоны для реки Тромъеган, главной водной артерии месторождения, составляет 3 км, для рек-притоков на расстоянии 10-11 км. Границы водоохранных зон учтены при подсчете запасов.

Для ликвидации загрязнений и их последующего недопущения, требуется провести специальные мероприятия.

При разбуривании и дальнейшей эксплуатации Тевлинско-Русскинского месторождения необходимо продолжить соблюдение вышеперечисленных мероприятий и реализовать следующие:

1) устья скважин оборудовать бетонными площадками;

2) провести дренажные канавы и нефтеловушки по участкам месторождения с пониженным рельефом вблизи рек и озер;

3) создать бригаду по уборке аварийных разливов нефти и снабдить ее соответствующим оборудованием, материалами и специальным транспортом;

4) установить контроль за воздушной средой;

5) перевести котельные, расположенные на месторождении, с жидкого топлива на газ;

6) для контроля за качеством природных вод на водотоках месторождения, необходимо запроектировать создание сети режимных наблюдений на реке Тромъеган и за подземными водами (в местах расположения водозаборных скважин);

7) отбор проб воды и их лабораторный анализ должен производиться один раз в месяц, в случае аварийных ситуаций - с периодичностью, определенной совместно со службой охраны природы.

# 

# **Заключение.**

Наша дипломная работа завершает моё обучение геофизическом факультете. В своей работе я хотел показать свои профессиональные знания в изучении и обработке геологического и геофизического материала на примере изучения скважин, которые находиться на Тевлинско-Русскинском месторождении.

Геолого-технологические исследования дали непосредственно в процессе бурения обширную гамму параметров, дающих геологическую информацию о разбуриваемых породах и о физико-химических процессах, характеризующих процесс бурения. Комплекс ГТИ прекрасно себя зарекомендовал при решении задач по оперативному построению геологического разреза и оптимизации строительства скважины.

Используя полученную информацию, решился целый ряд задач геологического и технологического характера. Изучив в процессе бурения, геологическое строение разреза скважины, по оперативным результатам выполняемых работ, выявились все продуктивные пласты, и определился их характер насыщения.

Между проектным и фактическим разрезами были установлены расхождения по глубинам залегания и мощностям некоторых стратиграфических горизонтов.

На основе, полученной в процессе бурения геолого-геохимической, геофизической и технологической информации было достигнуто сокращение цикла строительства скважины, а также повысилось качество проведения работ.

Этой цели было достигнуты путем своевременной подачей рекомендаций буровой бригаде, выдаваемых партиями ГТИ на скважине в процессе бурения. Вследствие чего вскрытие и прохождение продуктивных пластов прошло без осложнений.

Следя за продвижением новых цифровых технологий, следует ожидать, что исследования станциями ГТИ, будут развиваться и совершенствоваться.

**Литература**

1. Чекалин Л.М., Моисеенко А.С. и др. Геолого-технологические исследования скважин. М.: «Недра», 1993 г.
2. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. М.: Нефть и Газ, 1997 г.
3. Геолого-технологические исследования в процессе бурения. РД 39-0147716-102-87. - Уфа: ВНИИпромгеофизика, 1987
4. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин РД 153-39.0-069-01, 2001
5. Первичные материалы геолого-технологических исследований. – Когалым: ОАО «КНГФ», 2007
6. «Отчеты о проведении геолого-технологических исследований в процессе бурения скважины» – Когалым: ОАО «КНГФ», 2007г.
7. Померанец Л.И. Газовый каротаж. М.: Недра 1982г.; 240с.
8. Корновский Н.В. Общая геология. М.: МГУ. 416с.
9. Геолого-технологические исследования в процессе бурения РД 39-0147715-102-87
10. Абдулмазитов Р.Д., Баймухаметов К.С., Викторин В.Д. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. М.: ВНИИОЭНГ 1996г. Т1-Т2.
11. Нюняйкин В.Н., Галлеев Ф.Ф., Зейгман Ю.В., Шамаев Г.А. Справочник нефтяника. Уфа: Башкортостан. 2001г., 264с.
12. ГОСТ Р 53375-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования М.: 2009г.
13. Учебно-методическое пособие по теории и практике геолого-технологических исследований и газового каротажа с основами геологии, технологии бурения, промысловых геофизических исследований, технологии освоения. Мегион 2007г. Тюменьпромгеофизика.
14. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Отчет «Уточнение геологической модели, пересчет запасов нефти и ТЭО КИН Тевлинско-Русскинского месторождения» Тюмень. 2006г.