

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО  
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
УЗБЕКИСТАН**

КАРШИНСКИЙ ИНЖИНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

**Кафедра «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»**

**ВЫПУСКНАЯ РАБОТА**

**5311700 – «Геология, поиск и разведка месторождений полезных  
ископаемых»**

**На тему: «Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов-известняков  
по материалам ГИС (на примере юрских отложений месторождения Илим)»**

**Руководитель:** \_\_\_\_\_ Амиров Абдумалик Анварович  
(подпись)( Ф.И.О.)

**Выпускник:** \_\_\_\_\_ Хайитов Фарход Вахобович  
(подпись)( Ф.И.О.)

Допускается к защите»

**Заведующей кафедрой:**

\_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 год.

«Направлен в ГАК»

**Декан факультета:**

\_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 год.

**Карши 2018**

## Содержание

<b>Введение</b> .....	6
<b>1. Геологическая часть</b> .....	9
1.1. Общие сведения о месторождении.....	9
1.1.1. Административное положение и природно-климатические условия.....	9
1.1.2. Геолого-геофизическая изученность.....	11
1.2. Геологическое строение.....	16
1.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	16
1.3. Тектоническое строение.....	24
1.4. Нефтегазоносность.....	27
1.5. Гидрогеология.....	33
1.5.1. Гидрохимическая характеристика.....	34
<b>2. Специальная часть</b> .....	36
2.1. Геолого-геофизические условия проведения исследований вскважинах.....	36
.	
2.1.1. Качество и информативность первичных материалов.....	36
2.2. Применяемый комплекс ГИС.....	37
2.3. Физико-литологическая характеристика и коллекторские свойства пород продуктивных горизонтов по керну.....	45
2.3.1. Освещённость разрезов керном и анализами.....	45
2.3.2. Литолого-петрофизическая и коллекторская характеристики пород продуктивных горизонтов.....	50
2.4. Результаты интерпретации и их анализ.....	52
2.4.1. Методика обработки и интерпретации материалов ГИС.....	52
2.4.1.1. Алгоритмы автоматической обработки данных ГИС.....	53
2.4.1.2. Результаты обработки и интерпретации данных ГИС.....	55
2.4.1.3. Методика выделения эффективных толщин коллекторов.....	55
2.4.2. Определение коэффициента глинистости.....	55
2.4.3. Определение коэффициента пористости коллекторов.....	56

2.4.4. Оценка коэффициентов нефтегазонасыщенности.....	56
2.4.5. Определение положения флюидалных контактов.....	57
2.4.6. Оценка коэффициентов проницаемости.....	57
2.5. Результаты интерпретации материалов ГИС.....	58
<b>3. Экономическая часть.....</b>	<b>61</b>
3.1. Обоснование геолого-экономической целесообразности проводимых работ.....	61
3.2. Смета затрат, назначение, содержание.....	62
3.3. Расчет сметы затрат для Геофизических исследований скважин.....	63
<b>4. Безопасность и экологичность работы.....</b>	<b>71</b>
4.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	71
4.1.1. Опасные и вредные производственные факторы и их классификация...	71
4.1.2. Анализ опасностей при взаимодействии человека и техносферы.....	73
4.2. Обучение.....	75
4.2.1. Безопасность работы транспорта.....	75
4.2.2. Электробезопасность.....	77
4.2.2.1. Анализ мер электробезопасности.....	80
4.2.2.2. Предлагаемое мероприятие – защитное Заземление.....	82
4.2.2.2.1. Основные понятия и определения.....	82
4.2.2.2.2. Взаимное расположение электродов и коэффициенты.....	83
4.2.2.2.3. Сопротивление грунта растеканию электрического тока.....	85
4.2.2.2.4. Методика расчета защитного заземления электротехнической установки.....	86
4.3. Производственная среда и организация рабочего места.....	87
4.4. Охрана окружающей среды.....	91
<b>Заключение.....</b>	<b>94</b>
<b>Список использованной литературы.....</b>	<b>96</b>

## Введение

Геофизические исследования скважин (ГИС) являются областью прикладной геофизики, в которой физические методы исследования вещества используются для изучения в скважинах литологического строения геологических разрезов, выявления и промышленной оценки содержащихся в них полезных ископаемых, контроля строительства и эксплуатации скважин, мониторинга разрабатываемых месторождений и подземных хранилищ газа.

Дипломная работа посвящена определению фильтрационно-емкостных свойств коллекторов пласта  $J_3$   $k-o$  нефтегазоконденсатного месторождения Илим, нефтегазоносность которых имеет региональный характер в пределах Шуртанского поднятия.

Работа выполняется на кафедре Технологии геологической и геофизической разведки Филиала РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина в г. Ташкенте. При решении поставленных задач использовались различные обрабатывающие системы: GeoOfficeSolver, CAMERTON, пакет программ MicrosoftOffice, AdobePhotoshop и др.

Целью данной работы являлось выявление информативности методов ГИС в верхнеюрских отложениях месторождения Илим.

Для достижения поставленной цели проведена количественная интерпретация методов ГИС с решением следующих задач:

Основные задачи настоящей работы определение ФЕС пород, для чего необходимо выполнить следующие этапы работ:

- Изучение геологического строения месторождения Илим
- Литолого–петрографическая характеристика продуктивных толщ и выявления типа коллекторов
- Разработка петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС;
- Анализ результатов интерпретации материалов ГИС
  - а) литологическое расчленение коллекторов
  - б) определение коэффициента глинистости

- в) выделение коллекторов
- г) определение нефтегазонасыщенности
- д) оценка возможностей определения коэффициентов проницаемости
- е) определение ВНК и ГНК

Количественная интерпретация данных ГИС проводилась в скважине № 7 изучаемого месторождения, поскольку в данной скважине проведен наиболее полный и качественный комплекс ГИС.

Геофизические исследования скважин важная составляющая процесса разработки месторождений нефти и газа. Это наукоемкая сфера производства, в которой находят применение последние достижения современных технологий. Результатом проведения геофизических исследований скважин является информация необходимая для принятия решений по определению методов разработки и эксплуатации месторождений и повышение их эффективности. Эффективность тех или иных решений находится в полной зависимости от полноты, достоверности и своевременности получения геофизической информации.

На месторождении Илим геофизические исследования проводятся на всех стадиях жизни скважины, это комплексы исследований при бурении скважин и в процессе эксплуатации: в периоды отбора нефти, при аттестации и ремонте скважин. В данной работе мы рассмотрим пример расчета сметы затрат необходимых на обработку и интерпретацию геофизических данных полученных в результате проведения ГИС на месторождении Илим.

Проблема взаимодействия человека с техникой, возникшая в прошлом столетии, приобрела к началу XXI века фундаментальное практическое и научное значение. Преобразующая сила общественного производства по своим масштабам сравнима с природными процессами. Безопасность техногенной среды стала глобальной проблемой современности.

Промышленные аварии, катастрофы, несчастные случаи влекут за собой огромные человеческие жертвы, сокращение продолжительности жизни, неизлечимые заболевания, оказывают влияние на генофонд народов, наносят

вред природе, приводят к нарушению социального равновесия. Грань между стихийными бедствиями, вызываемыми природными явлениями и бедствиями, вызываемыми деятельностью человека, постепенно стирается.

Безопасность жизнедеятельности - состояние защищенности жизненно важных интересов личности, общества и государства от внутренних и внешних угроз при непрерывном взаимодействии человека со средой обитания.

Безопасность производственной деятельности - состояние, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.

Экологическая безопасность - состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Главная цель управления безопасностью производственной деятельности - обеспечение такого ее уровня, при котором риск возникновения промышленных аварий и случаев травматизма, техногенное воздействие на окружающую среду были бы минимальными и соответствовали уровню развития техники и технологии, состоянию развития общества. Реализация этих задач осуществляется путем установления государством требований безопасности производственной деятельности, то есть условий, запретов, ограничений и других обязательных требований.

## **1. Геологическая часть**

## **1.1. Общие сведения о месторождении**

### **1.1.1. Административное положение и природно-климатические условия**

Месторождение Илим расположено в Гузарском районе Кашкадарьинской области Республики Узбекистан, в 25км к юго-западу от гор. Гузар и 40км к юг-юго-востоку от областного центра гор. Карши (рис.№1.1).

Орогидрографически район месторождения и прилегающих площадей представлен слабо всхолмленным полупустынным ландшафтом, с одиночными барханами и небольшими песчаными грядами. Абсолютные отметки поверхности рельефа колеблются от +420м до +470м.

Почвенный покров сложен песками, супесями, лессовидными суглинками, такырами, местами солончаками.

Климат резко континентальный, с сухим жарким летом и относительно холодной, малоснежной зимой. Летом температура воздуха в тени достигает 45<sup>0</sup>С и более, зимой холода достигают -20<sup>0</sup>С, разница суточных перепадов до 15<sup>0</sup>-20<sup>0</sup>С.

Среднегодовое количество выпадающих атмосферных осадков превышает 120-150мм при этом, максимальное их количество приходится на зиму и весну. Летом и зимой часты сильные ветры переходящие в пыльно-песчаные бури, так называемый «афганец». Летом направление ветра северо-западное, зимой юго-восточное.

Район месторождения относится к категории без водных, естественные поверхностные водотоки отсутствуют, редко встречаются малодебитные колодцы с горько-соленой водой пригодной лишь для нужд скотоводства.

Техническое водоснабжение буровых скважин осуществлялось из специально пробуренных скважин в водоносных горизонтах неогена до глубины 20 и более метров.

Водоснабжение осуществлялось электронасосами ДВС от линии водопровода Гузар-Дарья - Шуртан.

Населенные пункты в непосредственной близости от месторождения отсутствуют, ближайшим является гор.Гузар, расположенный в 25км к северо-востоку.

Севернее, в 20км от месторождения пролегают железнодорожная линия Ташкент - Китаб и асфальтированная дорога Карши - Гузар, выходящая на Большой Узбекский Тракт: Ташкент-Термез. Кроме того, в пределах площади и прилегающих территорий развита сеть грунтовых дорог низкого качества, перемещения автотранспорта по ним затруднено, особенно в период дождей.

Связь между базой экспедиции и буровыми скважинами осуществлялась радиолинейной станцией РРС- 1.

Коренное население узбеки, также проживают таджики, арабы, занято поливным земледелием, скотоводством, а также работой на предприятиях нефтегазодобывающей отрасли.

В пределах исследуемого района флора бедна и представлена эфемерным кустарниковым покровом, выгорающим к середине мая, местами развиты заросли саксаула.

Животный мир также не богат, здесь обитают суслики, зайцы, лисы, мелкие грызуны, черепахи и другие, среди птиц - дикая голуби, орлы, воробьи, коршуны, из пресмыкающихся - змеи, вараны, паукообразные и др.

В непосредственной близости от исследуемой площади расположены нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения - Феруза, Янги-Каратепа, Шуртан, СеверныйШуртан, Зафар, Ташкутан и др.

### **1.1.2. Геолого-геофизическая изученность**

Систематические геолого-геофизические исследования в рассматриваемом районе были начаты в начале пятидесятых годов прошлого столетия.

Территория Бешкентского прогиба полностью покрыта государственной геологической, гидрогеологической и геоморфологической съемками масштабов 1:200000 и 1:840000, 1:50000 (Н.П. Зубов, С.П. Суворов, 1936 г., Ю.К. Миронов, В.И. Чернов, 1949 г.), по результатам которых, установлено широкое развитие современных аллювиальных и пролювиальных отложений, выявлен ряд четко выраженных в рельефе антиклинальных структур.

Вопросам тектоники, стратиграфии, литологии, геохимии, петрографии Западного Узбекистана в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности посвящено большое количество исследований. Среди которых необходимо отметить работы таких крупных ученых как: Акрамходжаев А.М., Арифджанов М.Х., Бабаджанов Т.Л., Бабаев А.Г., Ситдииков Б.Б., Таль-Вирский Б.Б., Троицкий, В.И., Туляганов Х.Т., Умаров А.У. и многие другие.

С середины пятидесятых годов, в пределах Бешкентского прогиба были развернуты целенаправленные геолого-поисковые работы на нефть и газ в карбонатных отложениях верхней юры.

Непосредственно на рассматриваемой площади, поисково-разведочные работы по выявлению углеводородных залежей были заложены в начале семидесятых годов прошлого столетия структурными подразделениями специально созданного треста «Каршинефтегазразведка».

Получены данные о геологическом строении исследуемой территории. Поисково-разведочными работами выявлены резкое несоответствие структурных планов меловых и юрских отложений, региональная продуктивность карбонатной толщи келловей-оксфорда, связанная с органическими рифовыми фациями на площадях Бешкент, Сев.Шуртан,

Зафар, Гармистон, Кумчук, где были разведаны промышленные скопления углеводородов.

В 1977 году В.В.Корсунем и Н.Х.Алимухамедовым была высказана мысль о существовании двух разновозрастных систем барьерных рифов.

В последующие годы (1974-1981), В.В. Корсунь провел типизацию рифогенных ловушек в пределах карбонатной формации.

Впервые геофизические методы исследований глубинного геологического строения Бешкентского прогиба были проведены в 1945г.

До 1965 года в больших объемах проводились гравиметрические, магнитнометрические, электроразведочные исследования. Особенно массовый объем и целенаправленный характер приобрела сейсморазведка после организации в 1957 году Узбекского геофизического треста, интенсивно проводившего региональные, поисково-детальные, опытно-методические и опытно-производственные работы.

В результате накопленного опыта геофизических исследований установлено, что эффективными и наиболее достоверными методами исследования глубинного строения и тектоники покровных отложений, геологических особенностей строения подсоловых и надсоловых комплексов мезозоя для оценки перспектив нефтегазоносности Бухаро-Хивинской Нефтегазоносной Области (БХНГО) являются сейсморазведочные – МОВ-метод отраженных волн, КМПВ - корреляционный метод преломленных волн, ГСЗ- глубинное сейсмическое зондирование.

Начиная с 1957 г. по 1969 г. геофизическими методами подготовлено и передано под глубокое разведочное бурение большое количество локальных структур.

Последующее проведение поисково-разведочных работ на этих структурах привело к открытию крупных месторождений - Нишан, Шуртан, Янгикент и др., позволивших отнести район исследований к категории весьма перспективных.

В 1969-70 г.г. на площадях Памук, Култук, Зеварды используется комплекс геофизических методов, с целью анализа волновых полей реальных сред (ВСП) и возможностей МОВ, МОГТ при изучении подсолевых юрских отложений.

Метод ОГТ в комплексе с глубоким бурением и данными ВСП позволил получить наиболее полное представление о рельефе подсолевых юрских отложений, - основных коллекторах нефти и газа в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области.

В 1970-73 г.г. проводились экспериментальные высокоточные гравиметрические исследования на газовых месторождениях Уртабулак, Зеварды, Култук и Памук (Орловский А.С., Каплун В.А., Высокий М.А. и др.) с целью оценки возможностей гравиразведки в прослеживании рифогенных известняков и прямых поисков залежей нефти и газа. В результате работ установлено, что в нефтяных и газовых залежах отмечаются низкоамплитудные минимальные силы тяжести, причем различного характера на каждом месторождении.

В 1971г. начинаются исследования МОГТ в пределах поднятия Аляутды на площадях Аляуды, Аткудук и др., а в 1973г. на площадях восточной части Бешкентского прогиба. Работы проводились по стандартной методике, обоснованной специальными расчетами по способу В.И.Беспятова и В.Г.Юрченко.с использованием данных ВСП и корректировались в процессе выполнения исследований. Работы выполнялись по симметричной и фланговой системам наблюдений при 6-12-ти кратном прослеживании отражающих границ.

Наличие в некоторых районах Бешкентского прогиба (пл.Гирсан и др.) сложной и трудно интерпретируемой волновой картины, полученной от подсолевого комплекса пород, в 1975-79 г.г. привело к необходимости решения задачи по расшифровке этого волнового поля, диапазона регистрации отражений от ангидритов кимеридж-титона до кровли и подошвы известняков келловей-оксфорда. Эффективное решение

поставленной задачи было достигнуто с помощью площадного пространственного наблюдения ОГТ способом зигзагообразного продольно-непродольного профилирования. Как показал опыт работ на площадях Бердыкудук, Кызылчы, Сев.Шуртан качество информации позволило объективно судить о геологическом строении площадей, как с продольных, так и с непродольных профилей.

В итоге проведенных работ, подготовлена и передана под глубокое разведочное бурение структура Сев.Шуртан, оконтурены антиклинальные складки Кызылсай, Саксандара, Аккудук, подтверждено наличие и уточнено местоположение складок Курускай, Кумчук, получена дополнительная информация о глубинном строении газоконденсатного месторождения Шуртан и структуры Илим, выделены зоны развития рифогенных образований, уточнено строение Шуртанского рифового массива.

Данный способ наблюдения (пространственная сейморазведка) способствовал лучшему пониманию природы сейсмических волн и обеспечил повышенную точность построения структурных карт.

В 1979 году было завершено обобщение сейморазведочных работ МОГТ по изучению подсолевых юрских комплексов в юго-восточной части Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области (С.Х.Ситдикова).

В 1979-82 г.г. проводилось большое количество поисковых исследований ОГТ, с целью изучения глубинного строения Аляудинской группы структур и подготовки их к глубокому бурению. Ранее выявленные структуры по кровле солей были детально изучены и по подсолевым отложениям сейморазведкой ОГТ. Результаты представлены временными и глубинными разрезами, составлены структурные карты масштаба 1:50000 по отражающим горизонтам, приуроченным к кровле нижних ангидритов кимериджа-титона.

В итоге проведенных работ, подготовлены и переданы под глубокое бурение структуры Илим, Каракыр и Бешкудук.

К моменту начала сейсморазведочных работ 3Д в пределах Бешкентского прогиба на изучаемой территории выполнено более 1 500 пог.км профилей МОГТ 2Д.

С 2003 г. в пределах Аткудук-Ферузинского региона, в пределах которого расположено месторождение Илим, в целях поисков литологически-экранированных ловушек, глубоко залегающих нефтегазоперспективных объектов, ловушек комбинированного типа были проведены сейсморазведочные работы с использованием современного, высокотехнологичного сейсмометода 3Д. Использование последнего , позволило существенно уточнить и дополнить имеющиеся представления о геолого-геофизических моделях месторождений Шакарбулак, Кумчук, Чунагар, Гармистон, Сев.Гузар и нефтегазоперспективных структур Джамбулак, Янги Джамбулак, Муминабад, Дарбазакам и др. и использовать полученные данные для организации эффективных геологоразведочных работ по корректировки, уточнения и увеличения направления текущих нефтегазопроисковых работ.

На дату время выполнения работы в пределах структуры Илим завершены поисково-разведочные работы. В результате которых пробурены 10 скважин, из них скв.№№1-4-поисковые и скв.№№5-10-разведочные. Общий объем глубокого бурения составляет 32848 пог.м.

Современное состояние геолого-геофизической изученности позволяет иметь более достоверную информацию о нефтегазовых залежах и детально изучить типы ловушек.

## **1.2. Геологическое строение**

### **1.2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

Геологическое строение исследуемой площади охарактеризовано на анализе данных поисково-разведочных работ, глубокого бурения, геофизических исследований скважин.

В геологическом строении Шуртанского поднятия, на северо-западе которого расположено исследуемое месторождение, принимают участие породы палеозойского складчатого основания и несогласно перекрывающие их образования мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

### **Палеозойские отложения- PZ**

В пределах месторождения Илим породы палеозоя не исследованы, они вскрыты на площади Северный Камаша (скв.№6), в 40км к северо-западу от исследуемого месторождения. По данным геофизики и бурения, палеозойские образования представлены осадочно-метаморфическими, магматическими и эффузивно-осадочными породами.

### **Мезозойские отложения- MZ**

#### ***Триасовая система - T***

Триасовые отложения в пределах Бешкентского прогиба развиты не повсеместно. Предположительно, это отложения коры выветривания-бокситы, глины, алевролиты, алевроиты, конгломераты вскрытые до 60м на площади Северный Камаша(скв.№6). На исследуемой площади триасовые породы скважинами не вскрыты.

#### ***Юрская система –J***

Юрские отложения представлены нижним-средним и верхним отделами: терригенной - $J_{1-2тер}$ , карбонатной- $J_{3к-о}$ , соляно-ангидритовой- $J_{3км-т}$ . формаций (4,5,6), (граф.прил.3).

#### ***Нижний и средний отделы - $J_{1+2}$ (терригенная формация).***

Отложения терригенной юры выражены переслаиванием глинисто-карбонатных сланцев, песчаников, гравелитов и глин. Они вскрыты на крыльях, своде и северо-восточной переклинали структуры(скв.№№1-3,5,8). Мощность вскрытой части от 8м (скв.№1) до 203м (скв.№8).

***Верхний отдел- $J_{3к+о}$ келловей-оксфордский ярус (карбонатная формация).***

Карбонатная формация сложена серыми, светло-серыми, пелитоморфными, местами глинистыми, доломитизированными, трещиноватыми, крепкими известняками. В ее пределах снизу вверх выделяют *XVI, XV-a и XV горизонты*.

*XVI горизонт* состоит из глубоководных, темно-серых, плотных, массивных и мелкозернистых, скрытокристаллических глинистых, пористостью до 5%, известняков. Встречаются проницаемые породы с межзерновой пористостью в виде маломощных пропластков и линз. В нижней части горизонта, среди известняков развиты прослойки доломитов. По данным скв.№1-3,5-7,9 вскрытая мощность *XVI* горизонта колеблется от 15м в западной присводовой части (скв.№4) до 100м и более на своде (скв.№5) структуры.

*XV-a горизонт* имеет двухярусное строение. В подошве разреза развиты выщелоченные, водорослевые и органогенно-обломочные известняки-коллекторы. Они расслоены незначительными по мощности 1,0-8,0м пластами мелкокомковатых, криптозернистых, непроницаемых, плотных известняков серого и темно-серого цветов. Коллектора представлены спорадически тонкими, единичными прослоями, не превышающими 5% общей мощности горизонта.

Верхняя половина разреза сложена плотными, непроницаемыми, мелкозернистыми серыми известняками. Среди них, развиты маломощные 1-5м пласты коллекторы, сложенные комковато-обломочными, онколитовыми и псевдоонколитовыми известняками. Горизонт на полную мощность вскрыт скважинами №№1-9, от 51м на своде (скв.№5) до 92м на северо-восточном погружении структуры (скв.№8).

*XV горизонт* также характеризуется двухярусным строением. Низы разреза сложены переслаиванием пористых и трещиноватых, серых известняков, с мелкозернистыми, плотными, мелкообломочными, обломочно-детритовыми, обломочно-водорослевыми и водорослевыми известняками.

Верхняя часть разреза состоит из пачки черных, плотных, крепких глинисто-карбонатных сланцев, с включениями кальцита и битуминозного вещества (ГАП). Мощность верхнего яруса 34 -65м.

По данным скв.№№1-10, мощность горизонта составляет от 84м на северо-востоке структуры (скв.№10) до 110м в её западной части(скв.№7).

Максимальная мощность пород келловей-оксфордского яруса в 368м зафиксирована в присводовой части южного крыла структуры (скв.№5).

*Верхний отдел- $J_{3km-т}$ кимеридж-титонский ярус (соляно-ангидритовая формация)*

Соляно-ангидритовая формация выполняющая роль покрышки углеводородной залежи, согласно перекрывает породы XV горизонта карбонатной формации и состоит из трех, литологически четко коррелируемых пачек ангидритов и залегающих между ними двух пачек солей.

*Пачка нижних ангидритов* сложена скрытокристаллическими ангидритами белого, грязно-белого цветов, с незначительными прослоями известняков, с включениями каменной соли в верхней части. Мощность пачки 8-11м на своде(скв.№№3-5), 68-85м на крыльях(скв.№№2,1) и 117-155м в северо-западном и юго-восточном погружениях структуры (скв.№№7, 6).

Выше залегают *нижние соли*, представленные прозрачным, молочно-белым кристаллическим галитом с включениями маломощных прослоев белого ангидрита. Мощность нижних солей от 6м на восточном периклинальном окончании (скв.№10) до 123м вна северо-западном крыле (скв.№2), в присводовой части северо-западного крыла структуры (скв. №3) нижние соли отсутствуют.

Нижние соли перекрыты пачкой *средних ангидритов* белого, голубовато-белого цветов, с частыми прослойками каменной соли. Мощность средних ангидритов также не выдержана, от 4м в западном погружении свода и северо-восточнойпериклинали (скв.№№4,10) до 80м на

своде (скв.№5), до полного выклинивания в северо-западном погружении свода (скв.№3).

*Пачка верхних солей* залегает на пачке средних ангидритов. Нижняя часть разреза состоит из молочно белого, прозрачного галита, с редкими прослоями ангидрита, верхнии пачки содержат прослой калийных солей. Пачку верхних солей завершает маломощный до 25м горизонт бурых ангидритов с включениями алевропелитовых образований. Мощность пачки верхних солей изменяется от 68м на северо-восточном погружении (скв.№8) до 379м на южном крыле структуры(скв.№1).

Разрез соляно-ангидритовой формации заканчивается *пачкой верхних ангидритов* микрозернистых, плотных, крепких, буровато-серых, обогащенных глинистым материалом. Толщина пачки от 6м в присводовой части (скв.№3) до 12м в западном окончании свода, северо-западном крыле, северо-восточном периклинальном погружение структуры (скв.№.№4,9,10).

Суммарная мощность отложений кимеридж-титона составляет от 200м (скв.№8) до 578м (скв.№6).

### ***Меловая система - К***

В виду отсутствия органических остатков, граница между отложениями юры и мела проводится по смене кровли пачки верхних ангидритов, подошвой перекрывающих их красноцветных отложений неокома. Меловые образования, представленные верхним и нижним отделами с размывом залегают на породах верхней юры.

#### *Нижнемеловой отдел-К<sub>1</sub>*

По литолого-формационным признакам нижний мел разделен на неоком-аптский и альбский ярусы.

#### *Неоком-аптский ярус-К<sub>1nc-apt</sub>*

Породы неоком-апта состоят из неравномерно переслаивающихся песчаников, алевролитов и глин. Песчаники красновато бурые, разномзернистые, алевролиты коричневатобурые, глины зеленоватосерые.

В основании нижнего мела залегает пачка глин с прослоями песчаников и алевролитов, в подошвенной части прослойки сильноглинистых ангидритов. В пределах неокома выделяют XIV и XIII горизонты сложенные песчаниками разделенными пачкой плотных, алевролитистых глин.

По данным бурения и ГИС, мощность XIV горизонта от 102м на северо-западном крыле (скв.№9) до 135м в северном северо-восточном периклинальном погружении структуры (скв.№2).

XIII горизонт имеет мощность от 61м на северо-западном и северо-восточном погружениях свода (скв.№№4,8) до 78м на своде структуры (скв.№5).

В пределах апта выделяется XII горизонт, разделенный от XIII горизонта пачкой плотных слюдистых глин мощностью 51м. XII горизонт представлен зеленовато серыми, мелкозернистыми песчаниками с прослоями глин и алевролитов, мощность горизонта 90м на окончании северо-западного крыла структуры (скв.№2), 101м на ее северо-восточном периклинальном погружении (скв.№8).

Мощность неоком-апта выдержана и составляет 472м на северо-восточном погружении (скв.№2) и 486м на своде структуры (скв.5).

#### *Альбский ярус- $K_{1al}$*

Отложения альба в нижней части разреза состоят из серых, темно-серых, разномзернистых песчаников и перекрыты толщей зеленовато-серых и темно-серых глин и породами XI горизонта, сложенного чередованием серых и светло-серых известковистых песчаников и серых песчаных известняков. Верхи разреза сложены темно серыми глинами с маломощными прослоями темно серых глинистых известняков. Мощность альбского яруса колеблется от 295м на северо-западном и северо-восточном погружениях свода структуры (скв.№№4,8) до 310м на окончании юго-восточного крыла структуры (скв.№1).

Суммарная мощность ниже-меловых отложений 793м(скв.№1).

#### *Верхнемеловой отдел - $K_2$*

Верхний мел представлен породами сеноманского, туронского ярусов и сенонскогонадьяруса, согласно перекрывающих отложения нижнего мела.

#### *Сеноманский ярус –K<sub>2</sub>ст*

Ярус сложен переслаиванием серых глинистых песчаников с зеленовато-серыми, темно-серыми глинами. Мощность отложений яруса от 225м на западной периклинали (скв.№7) до 243м на южном крыле структуры (скв.№1). В его пределах снизу вверх выделяются: X горизонт, мощностью до 188м(скв.№1) и IX горизонт мощностью до 105м (скв.№2).

#### *Туронский ярус –K<sub>2</sub>t*

В основании, ярус представлен мощной толщей серых, плотных, массивных глин с редкими прослойками мелкозернистых песчаников. Выше залегает пачка песчано-глинистых серых, зеленовато-серых песчаников, местами глинистых, с прослоями серых глин и алевролитов -VIII горизонт. Мощность горизонта 127м на северо-востоке периклинали структуры (скв.№.№10,8) до 141м на южном крыле (скв.№1).

#### *Сенонскийнадьярус - K<sub>2</sub>sn*

Породы сенонскогонадьяруса сложены мощной толщей неравномерно переслаивающихся песчаников, алевролитов и глин с редкими прослоями мергелей и известняков ракушняков.

Песчаники серые, зеленовато-серые, разномзернистые, местами глинистые с прослоями глин и алевролитов. Мощность пород сенона от 266м на южном крыле(скв.№1) до 482м на северо-западном крыле (скв.№2) структуры.

Максимальная мощность верхнемеловых отложений достигает 1053м (скв.№2).

### **Кайнозойские отложения-KZ**

#### *Палеогеновая система – p*

В пределах структуры, отложения палеогена несогласно залегают на породах сенонскогонадьяруса мела и перекрываются мощной толщей неоген-четвертичных континентальных отложений.

Палеогеновая система представлена: нижним (поздний палеоцен-бухарские слои- $P_1^3_{bh}$ ) и средним (ранний эоцен-сузакские слои- $p_2^1_{sk}$ ) отделами.

Палеоцен - бухарские слои ( $p_1^3_{bh}$ ) состоит из серых, светло-серых, белых известняков с прослоями гипса и доломита, их мощность колеблется от 8м в присводовой части(скв.№3) до 106м на своде структуры(скв.№5).

Эоцен-сузакские слои ( $P_2^1_{sk}$ )- представлены темно-серыми, зеленовато-серыми, плотными, местами слабо песчанистыми, известковистыми глинами. Мощность их составляет 26-57м - южное крыло и северо-восточная периклиналь структуры (скв.№№6,10).

### ***Неоген – четвертичная система - N+Q***

На размытой поверхности глин среднего эоцена залегает мощная толща неоген-четвертичных континентальных образований.

Неогеновые отложения в нижней части разреза представлены брекчией из известняков и гипса, остальная часть, толщей переслаивающихся песчаников, гравелитов, алевролитов и глин от желтовато-серого до светло-коричневого цветов.

Четвертичные отложения составляя покровную, повсеместно распространенную часть неоген-четвертичного разреза, сложены супесями, суглинками, песками, гравелитами и конгломератами серого и коричневатого серого цветов.

Мощность неоген-четвертичных отложений составляет от 716м на южном крыле (скв.№1) до 931м на северном крыле структуры(скв.№2).

## **1.3.Тектоника**

Структура Илим расположена на северо-западе Шуртанского поднятия юго-восточной части Бешкентского прогиба, Чарджоуской тектонической ступени БХНО.

Бешкентский прогиб являясь наиболее крупной (60×120км) и сложной тектонической структурой Бухаро-Хивинской Нефтегазоносной области (БХНГО), ограничен на севере Учбаш-Каршинской, востоке Караиль-Лянгарской, юго-западе Амударьинской флексурно - разрывными зонами.

Кровля палеозойского складчатого основания Бешкентского прогиба по данным геофизических исследований залегает на глубине около 7000м.

Согласно структурным построениям по отражающим опорным горизонтам палеогена, нижнего мела, карбонатов верхней юры, верхнеюрский структурный план резко отличен от палеогенового и нижнемелового, интенсивным проявлением разрывных и складчатых дислокаций.

В данной работе, большой интерес представляет тектоническое районирование по опорному горизонту верхнеюрских отложений, поскольку, данный горизонт является наиболее близко расположенным к кровле продуктивной толщи.

Бешкентский прогиб по карбонатам верхней юры, представляет сопряжение линейно-вытянутых валов и изометричных поднятий с линейно-вытянутыми и изометричными синклиналями-седловинами. Зачастую, многие структуры имея простирание от субширотного до северо-восточного, сопряжены по разломам.

На севере расположен Топилма–Хилолский вал вытянутый вдоль Учбаш-Каршинской флексурно-разрывной зоны на 100-110км. С запада на восток прослеживаются: Айзаватский, Камашинский, Аляудинский и Шакарбулакский валы, Каратепинское, Нишанское, Шуртанское и Гузарское поднятия, Джейнауская, Куняфазылская, Бузтепинская, Тармокская, Кумчукская, Айкотанская, Карабайская, Джейранская синклинали, Кумтепинская и Илимская седловины. Площади положительных структур колеблется от 180км<sup>2</sup>-Аляудинский вал до 750км<sup>2</sup> Шуртанское поднятие.

Шуртанское поднятие вытянуто в северо-восточном направлении почти на 50км, максимальная ширина 22км и более в восточной части структуры, западное окончание имеет ширину около 5км.

В пределах поднятия развиты складки: Юго-Восточный Шуртан, Южный Шуртан, Шуртан, Бузахур, Наур, Северный Шуртан, Мавлянкудук и другие осложненные серией разрывных нарушений.

Существуют различные варианты структурных построений по опорным отражающим горизонтам мела и верхней юры площади Илим. Нельзя оставить без внимания структурные карты по кровле: нижних ангидритов (Ситдикова С.Х., Черкашина Л., Сайфи Р.Х.1980г,1981г.Черкашина Л.Г., Лахно Н.А. 1984г), верхнеюрских карбонатных отложений (Речицкий Р.В., Сафаров З. 2006г), верхнеюрских известняков J<sub>3k-o</sub>(Речицкий Р.В., Зуев С.Н. 2007г, Речицкий Р.В., Зуев С.Н., Муратов А.С. 2009г).

Структурные построения по кровле карбонатов верхней юры также испытали существенные изменения. Если на карте 2006г. авторы показывали структуру как двух купольную, то в последнем варианте она предлагается как однокупольная. Изменено простирание оси структуры с северо-восточного на субширотное, гипсометрическое положение ГВК, что заметно отразилось на размерах подсчетного контура структуры, изменены границы распространения рифовых отложений и тектонических нарушений.

Согласно модели, структура Илим, сопряженная на юго-востоке со структурой Шуртан, северо-западе со структурой Янги Наур, выражена горст-антиклиналью восток-северо-восточного простирания, север-северо-западное и юг-юго-восточное крылья которой осложнены крутыми взбросами. Амплитуда север-северо-западного взброса составляет 120 - 240м, угол падения 78°, а юг-юго-восточного 40- 240 м, угол падения 74°.

Наличие разрывных нарушений подтверждено данными ГИС и поисково-разведочного бурения, согласно которым имеет место повторение в разрезе отложений XV, XVa, XVI горизонтов (скв.№№1,5), (граф.прил.6).

Разрывными нарушениями деформированы подсолевая и соляно-ангидритовая части разреза, вплоть до отложений верхних ангидритов.

Данная структура по классификации локальных поднятий, относится к группе складок регионального сдавливания или растяжения, подгруппе складок связанных с разрывами в осадочном чехле.

#### **1.4.Нефтегазоносность**

Открытие самого крупного в пределах Бешкентского прогиба месторождения углеводородов Шуртан, ряда средних и мелких месторождений - Северный Шуртан, Бузахур, Кумчук, Кингсай, разведываемых объектов -Илим, Тарнасай, Кингсай расположенных в пределах Шуртанского поднятия, позволяют считать данное поднятие одним из наиболее перспективных не только в Бешкентском прогибе, но и всей Бухаро- Хивинской нефтегазоносной области.

Промышленные залежи углеводородов отмеченных месторождений приурочены к регионально продуктивной толще Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области и юго-западных отрогов Гиссарского хребта- известнякам келловей-оксфордского яруса карбонатной формации верхней юры  $J_{3\text{к-о}}$ .

Не является исключением и месторождение Илим, где промышленные газонефтяные скопления также приурочены к известнякам келловей-оксфордского яруса карбонатной формации верхней юры (XV и XV-а горизонты).

Меловые отложения Шуртанского поднятия, при исследовании месторождения Шуртан, из-за отсутствия признаков нефтегазопроявлений в процессе бурения, опробования и ГИС, охарактеризованы как бесперспективные.

При проведении геологоразведочных работ, в меловых отложениях площади Илим, также не выявлено каких либо убедительных признаков нефтегазопроявлений.

Отсутствие существенных притоков углеводородных флюидов, при испытании отложений терригенной юры месторождений Бешкентского прогиба и большей части Чарджоуской тектонической ступени, свидетельствуют об отсутствии коллекторов способных аккумулировать промышленные скопления углеводородов на данной территории.

Анализ результатов опробования, керна и ГИС в терригенных образованиях юры (скв.№8, XVIII и XVII горизонты), свидетельствует об отсутствии в них притоков углеводородных флюидов.

Опробование скважин проводилось в интервалах мощностей от 2 до 26м. При этом, дебиты углеводородных флюидов в опробованных объектах были различные. Промышленные притоки от  $Q_{г}^{10}=220,9$ тыс.м<sup>3</sup>/сут. до  $Q_{г}^{16}=557,8$ тыс.м<sup>3</sup>/сут. получены главным образом из XV-а горизонта - шесть и только один из XV горизонта.

В терригенной юре опробованы XVIII и XVII горизонты (скв.№8), двумя объектами в трех интервалах.

Карбонатная юра опробована в XVI, XV-а и XV горизонтах (скв.№№1-10), сорока пятью объектами в шестидесяти пяти интервалах. При этом, опробованы горизонты: XVI (скв.№№1,3,5,9) пятью объектами в шести интервалах, XV-а (скв.№№2,4,5-9) двадцатью объектом в двадцати восьми интервалах, XV(скв.№№1,3,6-9) двадцатью объектами в тридцать одном интервале.

Опробование осуществлялось перфораторами-ПКО-73, ПКО 80, ПКО-89, ПКО-102, RDX-89, RDX-102, ПКС-80, ПКМ-43, ПКМ-105.

**Скважина №1** расположенная на южном крыле структуры, породы XV горизонта келловей-оксфордского яруса вскрыла на глубине 3074м (абс.отм. -2650м). На глубине 3165м (абс.отм. -3137м) зафиксированы газопроявления. Через 140мм эксплуатационную колонну, в скважине опробованы шесть объектов, один в XVI и пять в XV горизонтах.

При этом, из XVI горизонта в интервале 3306-3301м получены притоки технической воды удельным весом 1,00г/см<sup>3</sup>, дебитом  $Q_{тех.воды}^{24}=4.8$ м<sup>3</sup>/сут.

В XV горизонте первый объект, опробованный совместно в интервалах 3105-3078м, 3104-3080м, 3117-3112м, дал слабые, не поддающиеся замеру притоки газа. Из второго объекта, опробованного в интервале 3152-3140м получен приток нефти, газа и пластовой воды:  $Q_{н}^4=1,3$ м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{г}^4=1,5$ тыс.м<sup>3</sup>/сут., плотность воды 1,08г/см<sup>3</sup>. Притоки нефти и газа третьего

объекта опробованного в интервале 3135-3125м составили:  $Q_H^4=0,48\text{м}^3/\text{сут.}$ ,  $Q_G^4=7,5\text{тыс.м}^3/\text{сут.}$

В интервале 3105-3079м аэризацией был вызван слабый приток газа не поддающийся замеру, после СКО ( $9\text{м}^3-15\% \text{HCL}$ ) пласт принял всю кислоту, однако величина притока газа не изменилась. В процессе опробования использовался глинистый раствор с удельным весом  $1,25\text{г}/\text{см}^3$ .

**Скважина №2** пробурена на северном крыле структуры. Ею, карбонатные отложения келловей-оксфордского яруса вскрыты на глубине 3182м (абс.отм.-2778м).

Через эксплуатационную колонну скважина опробована в XV-а горизонте одним объектом, на глубине 3297-3288м. Аэризацией получен приток пластовой воды, плотностью  $1,05\text{г}/\text{см}^3$ , дебит воды:  $Q_B=1,08\text{м}^3/\text{сут.}$  при  $H_{\text{дин.}}=1411,5\text{м}$ . Другие способы вызова притока не применялись. Из-за смятия эксплуатационной колонны на глубине 3234-3286м дальнейшее опробование скважины не проводилось.

**Скважиной №3** заложенной в присводовой части структуры, отложения карбонатной формации юры вскрыты на глубине 2890м (абс.отм.-2481м). В процессе бурения были отмечены газопоказания 20%, на глубине 2935м (абс.отм. -2526м) зафиксированы проявления нефти с буровым раствором.

Через 140мм эксплуатационную колонну опробованы шесть объектов, один в XVI, два в XV-а и три в XV горизонтах. В трех объектах получены притоки пластовой воды: XVI горизонт, интервал 3102-3086м,  $Q_B^{73}=3,02\text{м}^3/\text{сут.}$ , XV-а горизонт, интервал 3064-3053м,  $Q_B^{73}=2,52\text{м}^3/\text{сут.}$ , XV горизонт, интервал 2933-2920м,  $Q_B^{73}=5,54\text{м}^3/\text{сут.}$

В трех объектах, получены притоки газа и пластовой воды: XV-а горизонт, интервал 3003-2987м,  $Q_G^{24}=8,0\text{тыс.м}^3/\text{сут.}$ ,  $Q_B^{24}=4,8\text{м}^3/\text{сут.}$ , XV горизонт, интервал 2972-2961м,  $Q_G^8=26,2\text{тыс.м}^3/\text{сут.}$ , плотность воды  $1,06\text{г}/\text{см}^3$ ,  $Q_B^8=0,96\text{м}^3/\text{сут.}$ , плотность воды  $1,07\text{г}/\text{см}^3$ , интервал 2895-2887м,  $Q_G^5=74,4\text{тыс.м}^3/\text{сут.}$ ,  $Q_B^5=1,44\text{м}^3/\text{сут.}$ ,  $Q_K^5=100\text{см}^3/\text{м}^3$ .

**Скважина №4** пробурена в присводовой части, северо-западнее скв.№3. Породы келловей-оксфорда вскрыты на глубине 2896м(абс.отм.-2491м).

На глубине 2892-2915м (абс.отм. -2487-2510м) исследованиями ГК были зафиксированы газопоказания до 0,5%. В интервале 2892-2943м ИПГ и получены промышленные притоки газа. Через 140мм эксплуатационную колонну опробованы два объекта в XV-а горизонте. Первый объект, в интервале 3080-3071м, дал промышленный приток газа и конденсата:  $Q_{г}^{10}=220,9$ тыс.м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{к}^{10}=75,2$ см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, удельный вес конденсата 0,793гр/см<sup>3</sup>.

При испытании второго объекта, в интервале 3036-3029м, получен промышленный приток газа с конденсатом. Первоначально, аэризацией был вызван приток газа:  $Q_{г}^{12}=186,7$ тыс.м<sup>3</sup>/сут., после СКО (3,5м<sup>3</sup>-16% HCl) приток газоконденсата увеличился до:  $Q_{г}^{12}=478,8$ тыс.м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{к}^{12}=60,1$ см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, удельный вес конденсата 0,790гр/см<sup>3</sup> при этом,  $Q_{в}=6,0$ см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Таким образом, результаты испытания скв.№4 обозначили ее как первооткрывательницу промышленного газоконденсатного месторождения Илим. Промышленные скопления газоконденсатов приурочены к карбонатным породам XV и XV-а горизонтов келловей-оксфордского яруса карбонатной формации верхней юры -J<sub>3к-о</sub>.

**Скважина №5** расположена в южной присводовой части структуры, карбонатные отложения верхней юры скважиной вскрыты на глубине 2864м (абс.отм.-2444м), это на 26м и 32м выше чем в скв.№№3, 4.

Через 140мм эксплуатационную колонну в скважине испытаны три объекта. В XVI горизонте один, на глубине 3216-3208м получен приток технической воды, плотностью 1.01г/см<sup>3</sup>.

Из объекта XV-а горизонта, на глубине 3100-3094м после аэризации получен приток газа:  $Q_{г}^{12}=112,8$ тыс.м<sup>3</sup>/сут., после СКО (3,5м<sup>3</sup>-16%HCL) получены притоки газоконденсата:  $Q_{г}^{12}=466,2$ тыс.м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{к}^{8}=80,3$ см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Объект опробованный совместно интервалами 3060-3056м, 3052-3043м и 3021-3012м, после аэризации дал промышленные притоки

газоконденсата:  $Q_{г}^{14}=416,4$ тыс.м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{к}^8=81,59$ см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Наиболее продуктивным оказался объект, опробованный двумя интервалами 2983-2977м и 2973-2968м, где притоки газоконденсата вызванные аэризацией составили:  $Q_{г}^{16}=557,8$ тыс.м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{к}^8=85$ см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

**Скважина №6** пробуренная на южном склоне структуры, карбонатные отложения верхней юры вскрыла на глубине 3127м, (абс.отм. -2717м), это на 263м и 64м ниже чем в скв.№№5, 1.

Она опробована семью объектами, из них, пятью в XV-а горизонте, двумя в XV горизонте. Слабый приток газа не поддающийся замеру, был зафиксирован после СКО в объекте опробованном в интервалах: 3351-3348м и 3342-3338м, остальные объекты оказались сухими.

**Скважина №7** расположена на западном периклинальном погружении структуры. Отложения карбонатной юры вскрыты ею на глубине 3050м (абс.отм.-2643м), это на 154м ниже скв.№4 и на 24м выше скв.№1.

В скважине опробованы семь объектов, из них, четыре в XV-а, три XV горизонтах.

В объектах XV-а горизонта снизу вверх были получены: в интервале 3174-3169м, слабые притоки нефти:  $Q_{н}^3=3,6$ м<sup>3</sup>/сут. и газа не поддающегося замеру, три притока газа не поддающиеся замеру в интервалах 3155-3151м, 3142-3140м, 3121-3118м.

В XV горизонте на глубине 3102-3098м получены притоки нефти, газа и пластовой воды:  $Q_{н}^5=7,2$ м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{г}^5=11,0$ тыс.м<sup>3</sup>/сут. и  $Q_{в}^5=1,8$ м<sup>3</sup>/сут.

**Скважина №8** пробуренная на восток-северо-востоке антиклинали, карбонатные образования верхней юры вскрыла на глубине 2934м (абс.отм.-2512м), что на 193м и 248м выше по отношению скв.№№6, 2.

В процессе бурения зафиксировано проявление газопоказаний до 10%, по данным ГИС вскрытый разрез характеризуется наличием продуктонасыщенных пластов ( $K_{п}=9-12\%$ ), однозначно выделить водонасыщенные пласты не удалось.

В скважине через 140мм эксплуатационную колонну опробованы пять объектов. По одному в XVIII (интервал 3265-3263м и 3232-3227м) и XVII (интервал 3196-3192м) горизонтах терригенной юры, объекты оказались сухими. Промышленные притоки газоконденсата дебитом:  $Q_{г}^{12}=186,7$ тыс.м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{к}^{12}=69,62$ см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> получены при опробовании третьего объекта, в XV-а горизонте, на глубине 3071-3067м и пятого объекта в XV горизонте, интервалах 3003-3000м и 2998-2996м:  $Q_{н}^{14}=285,38$ тыс.м<sup>3</sup>/сут. и  $Q_{к}^{14}=74,79$ см<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. С объекта, опробованного в XV горизонте двумя интервалами 3029-3026м и 3022-3019м, получен приток газа:  $Q_{г}^{10}=42,0$ тыс.м<sup>3</sup>/сут.

**Скважина №9** расположенная в средней части север-северо-западного крыла структуры, продуктивные толщины карбонатов верхней юры вскрыла на глубине 3014м (абс.отм. -2613м), что на 168м выше скв.2 и 124м ниже скв.№3.

Опробование в скважине проведено шестью объектами в XVI, XV-а и XV горизонтах. Притоки нефти и газа:  $Q_{н}^4=25$ м<sup>3</sup>/сут.,  $Q_{г}^4=9,5$ тыс.м<sup>3</sup>/сут. были получены из XV горизонта опробованного тремя интервалами 3096-3088м, 3071-3068м, 3064-3059м. Остальные пять объектов оказались «сухими».

**Скважина №10** заложенная в северо-восточной части месторождения для оконтуривания залежи нефти и газа, получения информации о геолого-промысловых и фильтрационно-емкостных и подсчетных параметрах, кровлю продуктивных горизонтов верхней юры вскрыла на глубине 2743м(абс.отм.-2328м), это на 247м выше по отношению к скв.№9.

Скважина опробована двумя объектами, в первом испытанном через фильтр на глубине 3141-3116м в пределах XVa+XV горизонтов притоки углеводородов не были получены.

Во втором объекте, испытанном, совместно в четырех интервалах 3095-3089м, 3084-3079м, 3055-3051м и 3037-3034м в пределах XV горизонта и нижних ангидритов, получен слабый приток газа и нефти.

Первоначальный уровень газонефтяного контакта - ГНК определен по результатам испытания скважин. Он принят на абсолютной отметке -2680м по подошве перфорированного интервала в скв.№5, при испытании которой был получен приток газа. Первоначальный уровень водонефтяного контакта - ВНК также выявлен по данным опробования скважин. Он принят по подошве перфорированного интервала на абсолютной отметке -2766м (скв.№7), где получен приток нефти.

Нефтегазоконденсатная залежь массивная. Размеры залежи в целом: длина 9,0км, максимальная ширина 2,5км, высота 324м. Из них, нефтенасыщенной: длина 9,0км, ширина 0,75-2,5км, высота 86м, газонасыщенной: длина 8,0км, ширина 1,3-2,0км, высота 238м.

### **1.5. Гидрогеологические условия**

Месторождение Илим расположено на юго-востоке Бешкентского гидрогеологического района Чарджоуской гидрогеологической области, Амударьинского гидрогеологического бассейна, где выделяются: юрский, неоком-аптский, альб-сеноманский, надтуронский водонапорные комплексы и разделяющие их верхнеюрско-неокомский, ниже-средне-альбский, нижнетуронский и эоцен-олигоценый водоупоры.

Водонапорные комплексы включают проницаемые горизонты: XVIII, XVII терригенной юры, XVI, XV-аи XV – карбонатной юры, XIV, XIII и XII-неоком-апта, XI, X и IX- альб-сеномана, VIII– турона–сенона и известняки палеоцена.

Поскольку, промышленные скопления углеводородов месторождения Илим приурочены к XV и XV-а горизонтам карбонатной юры, ниже приводится гидрогеологическая характеристика юрского водонапорного комплекса по данным испытания скважин месторождения Илим и близлежащих месторождений – Северный Нишан и Южная Тандырча.

### 1.5.1 Гидрохимическая характеристика

Пластовые воды юрского водонапорного комплекса месторождения Илим и Бешкентского прогиба в целом, однообразны по гидрохимическому составу.

Они представлены метаморфизованными рассолами хлоркальциевого типа, класса  $S_1S_2 A_2$ , хлоридной группы и натриевых подгрупп, с минерализацией 80,45 - 276 г/л средняя – 186,95 г/л (XV и XV-а горизонты), плотностью 1,065- 1,14 г/см<sup>3</sup> (средняя - 1,11 г/см<sup>3</sup>), высокой метаморфизацией ( $\frac{rNa}{rCl}$  от 0,56 до 0,89;  $\frac{rCl - rNa}{rMg}$  от 1,24 до 9,48) и низкой сульфатностью ( $\frac{rSo_4}{rCl}$  от 0,0002 до 0,015).

В них преобладают хлор 48,8 - 164,9 г/л и щелочи 16,8 - 88 г/л, кальций 5,8- 29,2 г/л превалирует над магнием 0,49 - 6,5 г/л.

Содержание сульфатов 0,074- 1,18 г/л и гидрокарбонатов 0,134-0,48 г/л, реакция вод слабокислая 4,4 - 6,5.

Отмечаются йод до 32,24 мг/л, бром до 376 мг/л, бор до - 162 мг/л, аммония до 150 мг/л, углекислый газ до 2850 мг/л.

Присутствуют радиоактивные элементы радий  $3,0 \times 10^{-11}$ -  $4,54 \times 10^{-9}$ , уран  $9,9 \times 10^{-5}$ - $1,47 \times 10^{-3}$  и торий  $1,7 \times 10^{-11}$  мг/л., и микроэлементы мг/л: литий до 14, рубидий до 3,41, стронций до 550, цезий до 0,22, бериллий до 2,9, кадмий до 0,0027.

Отклонения величины минерализации и плотности отдельных водяных объектов обусловлены некачественным отбором проб.

Содержание битуминозного углерода составляет 2,76-6,12 мг/л, нафтеновых кислот 0,95 - 1,8 мг/л, летучих фенолов 0,12- 2,4 мг/л, бензола 0,225 - 0,79 мг/л.

Пробы пластовых вод продуктивной толщи месторождения характеризуются высокой газонасыщенностью (газовый фактор 0,28-7,4 см<sup>3</sup>/см<sup>3</sup>).

Таким образом, по гидрохимическим параметрам, пластовые воды юрского водонапорного комплекса месторождения Илим и месторождений Северный Нишан, ЮжнаяТандырча являясь метаморфизованными и седиментогенными, древне-инфильтрогенными хлоркальциевыми рассолами, весьма схожи и характеризуют обстановку весьма затрудненного водообмена, благоприятную для формирования и сохранения

углеводородных скоплений. Они типичны для продуктивных горизонтов карбонатной формации юры восточного склона Амударьинского артезианского бассейна.

## **2. Специальная часть**

### **2.1. Геолого-геофизические условия проведения исследований в скважинах**

Промыслово-геофизические исследования в верхнеюрских продуктивных отложениях проводились в скважинах, заполненных

глинистым буровым раствором со следующими параметрами: удельными сопротивлениями 0.034-0.2омм; удельным весом 1,02-1,39г/см<sup>3</sup>; вязкостью 24-90сек; водоотдачей 5-11см<sup>3</sup>/30мин.

Регистрация кривых ГИС проводилась эталонированной и стандартизированной аппаратурой, в основном, согласно «Технической инструкции», а также инструкциями по эксплуатации каждого типа аппаратуры[].

Программой работ в глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважинах предусмотрен следующий комплекс ГИС:

- в масштабе глубин 1:500 по всему стволу скважины: стандартный электрический каротаж, ПС, ДС, ГК, профилометрия, цементометрия, инклинометрия, термометрия;

- в масштабе глубин 1:200 в интервалах залегания целевых горизонтов: стандартный электрический каротаж, ПС, ДС, БКЗ, БК, АК, ИК, МКЗ, БМК, ГК, НГК, АК.

По техническим причинам не выполнены следующие замеры:

- АК в скважинах №№5,6;
- МКЗ в скважинах №№ 4-9;
- БМК в скважинах №№4-9;
- ИК в скважине №1.

### **2.1.1. Качество и информативность первичных материалов**

Качество и информативность первичных материалов контролировались согласно технической инструкции, а также применением методических приемов.

Глубины исходных кривых ГИС корректировались по башмаку технической колонны.

Неинформативными признаны следующие методы:

- ПС – из-за высокоминерализованных буровых растворов;

- БКЗ – из-за неоднородности разрезов и малых мощностей пластов-коллекторов (<3,5м);

- ИК – из-за высокой минерализации буровых растворов.

Низким качеством оценены следующие материалы:

- МКЗ, БМК – в скважине №10 из-за плохого прижатия башмака скважинного прибора к стенкам скважины;

- АК – в скважинах №№1-4, 8, 10 из-за срывов записи;

- НГК - в скважине №1 из-за плохой дифференциации кривой, по конфигурации не совпадающей с другими методами.

## 2.2. Применяемый комплекс ГИС

Для изучения карбонатных отложений верхней юры месторождения Илим выполнен следующий комплекс ГИС, представленный в виде таблицы (таблица 2.1а, 2.1б)

Таблица 2.1а

Использованные методы ГИС на изучаемом месторождении.

В масштабе глубин 1:500

№ скв	Стандартный каротаж	метод собственной поляризации (ПС)	Кавернометрия (ДС)	Инклинометрия с шагом 25м	Боковой каротаж (БК)	Нейтронный гамма каротаж (НГК)	Метод естественного гамма-излучения (ГК)	Акустический каротаж (АК)	Термометрия с комплексом ГИС	Контроль качества цементажа (АКП)	Термометрия (ОЦК)
1	+	+	+	+	+	+	+	+	+		

2	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
3	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
4	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
5	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
6	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
7	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
8	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
9	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
10	+	+	+	+	+	+	+	+	+		
В обсаженном стволе											
1										+	+
2										+	+
3										+	+
4										+	+

Табл.2.16

Использованные методы ГИС на изучаемом месторождении.

В масштабе глубин 1:200

№ скв	Стандартный каротаж	метод собственной поляризации (ПС)	Кавернометрия (ДС)	Микробочковой каротаж (БМК)	Боковой каротаж (БК)	Боковое каротажное зондирование (БКЗ)	Нейтронный гамма каротаж (НГК)	Метод естественного гамма-излучения (ГК)	Акустический каротаж (АК)	Индукционный каротаж (ИК)	Микро каротажное зондирование (МКЗ)
В необсаженном стволе											
1	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
2	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
3	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
4	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
6	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
7	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
8	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
9	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
10	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

**Краткое описание применяемых методов ГИС:**

***Метод потенциалов собственной поляризации***

Основан на изучении потенциала самопроизвольной поляризации, возникающей в скважине в результате электрохимической активности горных пород.

Основной причиной возникновения ЭДС самопроизвольной поляризации является наличие в скважине и около нее диффузионных,

диффузионно-адсорбционных и фильтрационных потенциалов. Измерение потенциала ПС сводится к регистрации разности потенциалов между неподвижным электродом N, находящимся около устья скважины, и электродом M, перемещаемым по стволу скважины. Искажающая измерение электродная разность потенциалов компенсируется включенным в измерительную цепь компенсатором поляризации.

Поскольку при регистрации невозможно учесть все сторонние разности потенциалов в цепи измерительных электродов, кривая ПС отображает лишь изменение потенциала ПС по скважине, а не его абсолютное значение. Поэтому на диаграммах ПС указывается только масштаб регистрации разности потенциалов (мВ/см) и не указывается линия отсчета. В качестве нулевой линии принимают «линию глин», которая проводится напротив мощных пластов глин. Отклонение кривой ПС от «линии глин» называют амплитудой потенциала ПС.

Кривая ПС наиболее информативна в терригенных коллекторах. Она является надежным средством выделения в терригенном разрезе проницаемых песчаных пластов, так как наибольшая амплитуда потенциала ПС наблюдается напротив чистых песчаных пластов-коллекторов, а с увеличением их глинистости уменьшается; в ряде случаев она позволяет оценить относительную глинистость пород. Также по кривой ПС можно оценить удельное электрическое сопротивление пластовых вод, а, следовательно, и их минерализацию.

Качество записи всех кривых ПС хорошее или удовлетворительное. В изучаемом карбонатном разрезе этот метод использовался только для выделения наиболее чистых, неглинистых интервалов разреза.

### ***Боковое каротажное зондирование (БКЗ)***

Представляет собой исследование скважины серией зондов, имеющих различные размеры, от которых зависит глубина исследования. Замеры производились скважинным прибором электрического каротажа комплексным ЭК-АГАТ и прибором Э-1. Нужно отметить, что в отдельных

случаях весь набор зондов БКЗ не регистрировался или замеры признаны неудовлетворительными по качеству. В большинстве своём материалы БКЗ хорошего качества. Однако показания отдельных градиент-зондов, входящих в комплекс БКЗ, в ряде скважин незначительно завышены, либо занижены. Тем не менее, качество этих диаграмм признано удовлетворительным, так как оказалась возможной их корректировка по показаниям других методов электрического каротажа.

Коллекторы в рассматриваемом карбонатном разрезе характеризуются небольшими толщинами (0.6-2 м) и высокими удельными электрическими сопротивлениями, разрезы вскрыты на высокоминерализованном растворе, что приводит к слабой информативности этого комплекса зондов слабоинформативными.

#### ***Микрокартаж (МК)***

Микрозондирование выполняют прижатым к стенке скважины градиент-микрозондом или потенциал-микрозондом. Оно служит для детального изучения ближней зоны. Поскольку радиус исследования градиент-зонда много меньше, чем потенциал-зонда, на его показания большое влияние оказывает глинистая корка, образующаяся в коллекторах. Сопротивление глинистой корки меньше сопротивления породы, поэтому о ее наличии и, следовательно, о наличии коллектора свидетельствует занижение  $\rho_k$ , измеренного градиент-микрозондом, по отношению к  $\rho_k$ , измеренному потенциал-зондом. В непроницаемых пластах показания обоих зондов совпадают.

В состав входили градиент-микрозонд и потенциал-микрозонд. Замеры в скважинах реализованы аппаратурой МДО-2. Качество записи кривых МК, в основном, хорошее.

Микрозондирование в рассматриваемом разрезе использовано для выделения коллекторов на основании качественных признаков – приращения показаний МПЗ над показаниями МГЗ.

#### ***Боковой картаж (БК)***

В зонде БК основной токовый электрод расположен между дополнительными экранными электродами. Через электроды пропускают ток одной и той же полярности, обеспечивая автоматической регулировкой тока равенство потенциалов основного и экранных электродов. Благодаря влиянию экранных электродов ток, выходящий из основного электрода, фокусируется и распространяется узким слоем перпендикулярно к оси скважины.

Такая форма электрического поля снижает влияние вмещающих пород и скважины на результаты определения кажущегося удельного сопротивления пласта.

Зонд БК позволяет более четко, чем обычные градиент и потенциал зонды, расчленять неоднородные интервалы, сложенные прослоями небольшой мощности высокого сопротивления. Значение сопротивления, измеренное напротив пластов, без проникновения фильтрата или с небольшим проникновением, близко к истинному удельному сопротивлению пласта. Особенно эффективен БК в скважинах, заполненных сильноминерализованной жидкостью. В промышленной геофизике наибольшее распространение получили трех- и семи-электродные зонды БК.

Кривая метода БК писалась аппаратурой АБКТ, ЭК-1 и ЭК-АГАТ. Большинство диаграмм БК приемлемы для интерпретации и использовались для оценки удельного электрического сопротивления пластов разреза.

### ***Индукционный каротаж (ИК)***

Метод электрического каротажа, основанный на измерении кажущейся удельной электропроводности горных пород при помощи индуцированных токов. ИК позволяет с высокой точностью определять электрическое удельное сопротивление пород в низкоомном разрезе. Для проведения индукционного каротажа требуется заполнение скважины буровым раствором с высоким УЭС. Глубинность исследований ИК определяется соотношением сопротивления породы и скважины.

Кривая метода ИК писалась аппаратурой ПИК-5, АИК-4 и АИК-М. Прибор предназначен для определения электрической проводимости горных пород, основанной на изучении параметров электромагнитного поля, которое создаётся в скважине магнитным диполем (катушкой индуктивности).

Почти все замеры ИК пригодны для количественной обработки, за исключением случаев высокого отношения удельного сопротивления пласта к удельному сопротивлению ПЖ. Такие случаи, чаще характерны для плотных пластов.

### ***Радиоактивный картаж (ГК и НКТ (НГК))***

Гамма-метод является основным методом определения глинистости горных пород.

При проведении исследования ГМ, в скважину опускается прибор, содержащий детектор гамма-излучения и электронную схему. Радиоактивность горных пород обусловлена, прежде всего, наличием в них U, K и Th адсорбирующихся в глинистых породах. Следует отметить, что в полимиктовых коллекторах также наблюдается высокая радиоактивность, так как в скелете горной породы присутствуют калиевые полевые шпаты. Высокая радиоактивность также характерна для пластов калийной соли и битуминозных отложений. В общем случае, в осадочных породах радиоактивность пород тем выше, чем выше содержание в них глинистого вещества.

Регистрация ведётся в условных единицах, которые в последствии при необходимости пересчитываются в единицы радиационной активности по эталонировочной зависимости (А/кг, мкР/ч).

Нейтронные методы исследования скважин основаны на различной способности горных пород рассеивать и поглощать нейтроны. Существуют приборы двух типов, позволяющие производить измерения в скважинах – однозондовые и двухзондовые. Последние по сравнению с однозондовыми менее подвержены влиянию скважинных условий и поэтому позволяют повысить точность и надёжность исследований. Скважинный прибор

нейтронных методов имеет источник и один или два индикатора того или иного излучения. Расстояние от источника до середины индикатора есть длина зонда.

Запись кривых производилась прибором СП-62. Диаграммы РК, включающие кривые ГК и НКТ (НГК), в основном, хорошего или удовлетворительного качества.

Радиоактивный каротаж использовался для оценки коэффициентов пористости и глинистости пород разреза скважин.

### ***Акустический каротаж (АК)***

Акустический каротаж (регистрация кинематических и динамических параметров продольных и поперечных волн и их относительных параметров) относится к основным методам, проводится в открытом стволе во всех поисковых скважинах, перед спуском каждой технической или эксплуатационной колонны, по всему разрезу, исключая кондуктор.

При наличии в разрезе газонасыщенных пластов акустический каротаж рекомендуется проводить в интервалах каждого стандартного каротажа, т.е. в условиях, когда зоны проникновения еще не достигают критических для АК значений.

Метод АК обеспечивает высокое вертикальное расчленение разреза (выделяются контрастные по кинематическим и по динамическим параметрам прослой 0,4-0,6м).

На показания АК практически не влияют диаметр скважины, наличие и свойства глинистой корки, тип и характеристики промывочной жидкости, свойства вмещающих пород, температура в интервалах замеров, что переводит АК в разряд эффективных методов с минимальным числом поправок при определении пористости. Метод использовался как метод оценки пористости пород.

### ***Кавернометрия и профилеметрия***

***Кавернометрию*** проводят каверномером для определения фактического диаметра необсаженной скважины. Диаметр ствола, соответствующий

диаметру долота или коронки, называют номинальным. Увеличение диаметра против номинального – образование каверн – характерно для глин, солей, песков, трещиноватых известняков, уменьшение – для пород-коллекторов.

Данные о фактическом диаметре ствола необходимы при планировании технологических операций по креплению скважины и подготовке ее к эксплуатации, при интерпретации материалов большинства геофизических методов, а также при изучении литологии и выделении коллекторов. Изучение формы сечения ствола скважины называют *профилеметрией* и выполняют прибором профилемером. Данные профилеметрии необходимы для более точного планирования технологических операций по проходке и креплению скважин.

Кавернометрия и профилеметрия выполнялась прибором СКП – 1.

Инклинометрия – приборами КИТ, ИТ-200, ИК-2.

### **2.3. Физико-литологическая характеристика и коллекторские свойства пород продуктивных горизонтов по керну**

#### **2.3.1 Освещённость разрезов керном и анализами**

На месторождении Илим отбор керна произведен в десяти скважинах из нижних ангидритов, XV и XV-а горизонтов карбонатной юры. При этом, суммарная колонковая проходка составила 158,3 пог.м, вынос керна 55,2 пог.м, или 35% от суммарной колонковой проходки и 3% от суммарной вскрытой толщины разрезов (десятью скважинами вскрыто 1878 пог.м). Всего по месторождению исследовано 212 образцов керна.

При этом, проходка с отбором керна с нижних ангидритов составила 12,2 пог.м (скв. №№ 1, 4, 8 и 10), вынос керна 9,2 пог. м, или 75%. Исследованы 20 образцов керна.

Непосредственно по XV и XV-а продуктивным горизонтам исследованы 192 образца, освещенность разреза анализами составила 0,10 образца на каждый метр, или один образец на 9,8м вскрытой мощности горизонтов.

Информация об отборе керн по скважинам, горизонтам и количестве лабораторных анализов по видам исследований приведена в табл. 2.2, 2.3 и 2.4. Данные этих таблиц, свидетельствуют о весьма низкой освещенности керном продуктивных горизонтов.

Таблица 2.2

**Сведения о суммарной колонковой проходке и выносе  
керн по скважинам**

№ скв.	Суммарная линейная проходка (пог.м)	Линейный вынос керн		Количество образцов (шт.)
		(пог.м)	(%)	
1*	35.7	18.6	52	89
2	42.4	6.6	16	55
3	35.2	6.7	19	33
4*	1,0	1,0	100	2
5	3,0	3,0	100	4
6	8,0	4,0	50	7
7	2,0	1,0	50	5
8*	7,0	5,0	71	3
9	17,0	6.6	39	5
10*	7,0	2.7	39	9
<b>Итого:</b>	<b>158,3</b>	<b>55,2</b>	<b>35</b>	<b>212</b>

*Примечание: \*-№скв с отбором керн включительно по пачке нижних ангидритов*

Таблица 2.3

**Сведения о суммарной колонковой проходке и выносе  
керна по продуктивным горизонтам**

№№ п/п	№ скважины	Линейная проходка (м)	Линейный вынос керна		Кол-во исследо- ванных образ- цов (шт.)
			(м)	(%)	
<b>XV горизонт</b>					
5	<b>1</b>	28,5	14,4	50	76
6	<b>2</b>	35,4	6,5	18	48
7	<b>3</b>	27,8	5,6	20	26
8	<b>5</b>	3,0	3,0	100	4
9	<b>6</b>	8,0	4,0	50	7
10	<b>7</b>	2,0	1,0	50	5
11	<b>8</b>	4,0	2,0	50	2
12	<b>9</b>	14,0	6,5	46	4
13	<b>10</b>	6,0	1,7	28	5
<b>Итого по XV горизонту:</b>		<b>128,7</b>	<b>44,7</b>	<b>35</b>	<b>177</b>
в том числе:		ГАП (гамма-активная пачка)			
14	<b>1</b>	18,2	9,4	52	52
15	<b>2</b>	6,9	2,0	29	14
16	<b>6</b>	3,0	3,0	100	4
17	<b>10</b>	3,0	0,5	17	2
<b>Итого по ГАП:</b>		<b>31,1</b>	<b>14,9</b>	<b>48</b>	<b>72</b>
<b>XV-агоризонт</b>					
18	<b>2</b>	7,0	0,2	3	7
19	<b>3</b>	7,4	1,0	13	7
20	<b>9</b>	3,0	0,1	3	1

<b>Итого по XV-агоризонту:</b>	<b>17,4</b>	<b>1,3</b>	<b>8</b>	<b>15</b>
<b>ВСЕГО:</b>	<b>146,1</b>	<b>46</b>	<b>31.5</b>	<b>192</b>

**XV горизонт.** Керн отобран в скв.№№1-3, 5-10. Суммарная линейная проходка с отбором керна составила 128.7 пог.м, линейный вынос 44,7пог.м или 35% от суммарной проходки и 3,4% от суммарной 1002мвскрытой толщины горизонта по девяти скважинам. Из отобранного керна изготовлены и изучены 177 образцов (табл.4.2,4.3). Каждый метр продуктивного горизонта освещен 0,12 образцами керна, или одним образцом на 8,6 метра вскрытой мощности.

В том числе, по **ГАП -гамма-активной пачке** отобраны образцы керна из скв.№№1,2,6 и 10. Линейная проходка с отбором керна составила 31,1пог.м, линейный вынос 14,9 пог.м или 48% от проходки и 13% от суммарной 112м вскрытой толщины четырьмя скважинами. Изготовлены и исследованы 72 образца (табл. 4.2, 4.3). Каждый метр продуктивного горизонта освещен 0,64 образцами керна, или одним образцом на 1,5 метра вскрытой мощности.

**XV – а горизонт** освещён образцами керна отобранного из скв.№№ 2, 3,9 суммарная линейная проходка с отбором керна составила 17,4пог.м, линейный вынос 1,3м, что составляет 8% от проходки и лишь 0,6% от суммарной вскрытой толщины пласта (224м по трем скважинам), из отобранного керна изучены 15 образцов. Каждый метр продуктивного горизонта освещен 0,07 образцами керна, что составляет один образец на 15 метров вскрытой мощности.

Таблица 2.4

**Коллекторские свойства продуктивных горизонтов  
карбонатной формации**

№№ I/II	№ скв.	Количество изученных образцов	Мощность	Среднее значение
------------	-----------	----------------------------------	----------	------------------

		(шт)			пласта (м)	порис- тости (%)	трещинной проницаемости (мД)
		общее	проницае- мых по трещинам	на 1 м щ- сти			
1	3	4	5	5	7	8	9
7 горизонт							
1	1	76	4	0,48	75/84	0,65	0,39
2	2	48		0,50	98	0,85	-
3	3	26		0,26	98	0,80	-
4	5	4		0,02	105/60	0,53	-
5	5	7		0,07	102	0,64	-
6	7	5		0,50	110	2,76	-
7	3	2		0,02	86	2,0	-
8	9	4		0,04	100	0,32	-
9	10	5		0,06	84	0,71	-
<b>Итого:</b>		<b>177</b>	<b>4</b>	<b>0,12</b>	<b>1002</b>	<b>1.02</b>	
ом числе;ГАП (гамма-активная пачка)							
10	1	52	1	1,02	19/32	0,58	0,1
11	2	14		0,82	17	0,72	-
12	5	4		0,13	31	0,093	-
13	10	2		0,15	13	0,75	-
<b>Итого:</b>		<b>72</b>	<b>1</b>	<b>0,64</b>	<b>112</b>	<b>0,53</b>	-
7-а горизонт							
14	2	7		0,09	74	0,74	0,14
15	3	7		0,09	73	1,33	-
16	9	1		0,01	77	0,18	-
<b>Итого:</b>		<b>15</b>		<b>0,07</b>	<b>224</b>	<b>0.75</b>	-
<b>Всего:</b>		<b>192</b>	<b>4</b>	<b>0,14</b>	<b>1338</b>	-	-

На данном месторождении проводился отбор керн, но керн был весь раздроблен, изготовить цилиндрические образцы не было возможно.

### **2.3.2 Литолого-петрографическая и коллекторская характеристики пород продуктивных горизонтов**

В соответствии с результатами исследований образцов керн месторождения Бешкент и других соседних месторождений представляется литолого-фациальная характеристика объекта исследования дипломной работы.

Литолого-физическая характеристика, основана на макроскопическом описании образцов пород и шлифов продуктивных отложений XV и XV-а горизонтов. Исследования проводились в ЦЛ «Узбекнефтегазгеология» (Рамазанов Д.М. и др.), участке определения физических свойств ОМП (ПЗ) (Сафронов В.Н. и др.) и ОАО ИГИРНИГМ (Ахмедов П.У., и др.).

**XV горизонт** сложен водорослевыми, водорослево-детритовыми, глинистыми, битуминозными, трещиноватыми известняками, с включением пирита (раковины пелиципод и других организмов, по минеральным трещинам-кальцита), крепкими, плотными от темно-серого до черного цветов. Матрица в основном не проницаемая. Свежий излом керн слабо гидрофобизованный, местами гидрофильный, хлороформенный экстракт светло-коричневого, либо светло-желтого цвета (от присутствия битума), структура пелитоморфная, текстура слоистая. Мощность горизонта 75-110 м, в том числе ГАП 13-32м.

Объемная плотность пород варьирует от 2,34 до 2,72 г/см<sup>3</sup> (скв.№№1-3, 5-10), значение открытой пористости, лишь в единичных случаях, достигает 0,0231 д.е. (скв.№2), параметры трещинной проницаемости колеблется от 0,04 до 1,9х10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Средняя величина пористости по горизонту составляет 0,0102д.е., трещинной проницаемости 0,39х10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>.

Остаточная водонасыщенность определена лишь в пяти образцах (скв. №3) и составляет 60,6-68,5%, в среднем 64,34%.

С учетом очень низких значений коэффициента пористости и наличия трещин, породы данного горизонта можно отнести к коллекторам трещинно-порового типа.

**Гамма активная пачка** сложена преимущественно «черными сланцами» (алевролит известковый, глинистый, битуминозный, микро-тонкослоистый), с включениями детрита, аммонитов, очень плотными, с единичными минеральными трещинами. Мощность пачки 13-32м.

Значения открытой пористости от 0,002 до 0,0152 д.е. Большинство образцов непроницаемые, но в образцах №№60659 и 60672 величина проницаемости составляет соответственно 1,1 и 1,73 д.е. Значение остаточной водонасыщенности не определялось.

**XV-а горизонт** сложен известняками, местами глинистыми и битуминозными, гидрофильными, с минеральными трещинами заполненными кристаллическим кальцитом. Известняки пелитоморфные, очень плотные, цемент микротонкокристаллический, цвет пород от темно-серого до черного.

Структура шламово-детритовая, текстура неяснослоистая. Мощность горизонта выдержана по всей площади месторождения и колеблется в пределах 73-77м (скв. №№ 2, 3 и 9).

Образцы керна характеризуется очень низкими фильтрационно-емкостными свойствами, в единичных случаях значение открытой пористости достигает 0,0308 д.е. (скв. №7), практически не проницаемые, трещинная проницаемость замеренная лишь в одном образце составила  $0,14 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (скв. №2). Среднее значение пористости 0,0075 д.е., значения остаточной водонасыщенности не определялись.

Из-за низких значений коэффициента пористости, наличия трещиноватости, породы данного горизонта, также как и XV горизонта, можно отнести к коллекторам трещинно-порового типа.

В связи с очень низкой освещенностью продуктивных горизонтов керном установить объективное значение граничных значений пористости, проницаемости и водонасыщенности коллекторов а так же петрофизические зависимости невозможно. В этом случае используем метод аналогии. Наиболее близким месторождением, сходным по геологическому разрезу и литологическому составу, структуре порового пространства коллекторов, а так же нефтегазоносностью является месторождение Бешкент. Выявленные петрофизические зависимости и граничные значения коллекторов по месторождению Бешкент использованы при интерпретации данных ГИС.

В соответствии с полученными петрофизическими данными месторождения Бешкент, приведенными ниже, граничное значение коэффициента пористости коллектор-неколлектор соответствует значению 5.4%, что получено при анализе распределения коэффициентов пористости для группы пород коллекторов и неколлекторов.

Таким образом, в дипломной работе использованы материалы месторождения-аналога Бешкент – связи кумулятивных кривых коллекторов и неколлекторов по интервалам пористости, параметра пористости от коэффициента пористости, параметра насыщения от коэффициента остаточной водонасыщенности.

## **2.4. Результаты интерпретации и их анализ**

### **2.4.1 Методика обработки и интерпретации материалов ГИС, используемые константы**

Комплексная обработка материалов ГИС в карбонатном разрезе проводилась с использованием программного обеспечения системы GEOOFFICESOLVER[1].

Выделение эффективных толщин коллекторов, по результатам автоматической обработки, корректировалось с учетом критериев, приведенных в разделе 2.4.1.2.

### 2.4.1.1 Алгоритм автоматической обработки данных ГИС

Условия проведения комплекса методов ГИС приведены в разделе 2.1. В соответствии с этими данными, сопротивление промывочной жидкости, соответствует диапазону 0.034-0.2 Ом, что относится к минерализованной ПЖ. [6]

Выделение коллекторов проводилось с применением качественных и количественных критериев.

Определение удельных сопротивлений производилось по кривым бокового каротажа с введением поправки за влияние скважины по палетке:

$$\lg \rho_{\text{п}} / \rho_{\text{с}} = f [ \lg(\rho_{\text{к}} / \rho_{\text{с}}), d_{\text{с}} ], \text{ где}$$

$\rho_{\text{к}}$  - кажущееся, замеренное сопротивление;

$\rho_{\text{с}}$  – сопротивление бурового раствора, определенное по данным БКЗ и поверхностного резистивиметра;

$d_{\text{с}}$  – фактический диаметр скважины.

Оценка глинистости пород проводилась по данным ГК:

$$K_{\text{ГЛ}}^{0.6} = i; \quad i = \frac{J_{\text{Пл}} - J_{\text{min}}}{J_{\text{ГЛ}} - J_{\text{min}}}, \quad K_{\text{ГЛ}} = \left( \frac{J_{\text{Пл}} - J_{\text{min}}}{J_{\text{ГЛ}} - J_{\text{min}}} \right)^{\frac{5}{3}}$$

Где  $J_{\text{min}}$  = значение показаний ГК в чистых, неглинистых карбонатах;

$J_{\text{ГЛ}}$  – среднестатистическая величина естественного гамма-излучения для опорного пласта глин терригенной юры, значения которой определяется:  
 $J_{\text{ГЛ}} = J_{\text{min}} + 12$  мкр/час.

Определение пористости по НГК осуществлялось с корректировкой за инерционность аппаратуры, фон естественной гамма-активности пород, фактический диаметр скважины.

Программой использовались палетки для показаний нейтронного метода в условных единицах:

$$J_{\text{НГК}}(\text{УЕ}) = f(\lg K_{\text{п}}^{\text{общ}}, d_{\text{с}}).$$

Масштабы кривых НГК контролировались по опорному пласту нижних ангидритов, являющихся региональным репером со стабильными нейтронными характеристиками: для прибора СП-62:  $J_{\text{НГК}}=5.55$  УЕ, для прибора ДРСТ-3:  $J_{\text{НГК}}=5,85$  УЕ, при номинальном диаметре скважины  $d_{\text{н}} = 0.19\text{м}$ .

Значения  $K_{\text{п}}^{\text{общ}}$  исправлялись за содержание глинистого материала по зависимости:

$$K_{\text{п}}^{\text{НГК}} = K_{\text{п}}^{\text{общ}} - \omega_{\text{гли}} \times K_{\text{гли}}, \text{ где}$$

$$\omega_{\text{гли}} = 0,2 - \text{водородосодержание глин.}$$

Оценка коэффициента пористости по акустическому каротажу с поправкой за глинистость пород, производилась по формуле "среднего времени":

$$Kn = \frac{\Delta T - \Delta T_{\text{ск}} - (\Delta T_{\text{гЛ}} - \Delta T_{\text{ск}}) \cdot K_{\text{гЛ}}}{\Delta T_{\text{ж}} - T_{\text{ск}}}, \text{ где}$$

$$- \Delta T_{\text{ск}} (\text{доломитов}) = 142 \text{мксек/м};$$

$$- \Delta T_{\text{гЛ}} = 350 \text{мксек/м};$$

$$- \Delta T_{\text{ж}} = 580 \text{мксек/м};$$

Масштаб кривых АК корректировался по пластам нижних ангидритов ( $\Delta T=163-165$  мксек/м), а также по показаниям в свободной, не зацементированной колонне ( $\Delta T=183$  мксек/м).

При определении коэффициента нефтенасыщенности, в связи с отсутствием кондиционного кернового материала по месторождению Илим, были использованы петрофизические зависимости месторождения Бешкент с аналогичным строением разреза.

Удельное сопротивление пластовой воды принято по результатам химических анализов воды равным  $\rho_{\text{в}}=0,021\text{омм}$ .

### **2.4.1.2. Результаты обработки и интерпретации данных ГИС**

Результатами обработки являются количественные определения следующих параметров: определение эффективных нефтегазонасыщенных толщин, коэффициентов глинистости  $K_{гг}$ , открытой пористости  $K_{п}$ , нефтегазонасыщенности  $K_{нг}$ , выделение эффективных толщин коллекторов  $H_{эф}$ , разделение коллекторов по характеру флюидонасыщения, определение положений ГНК, ВНК по месторождению.

### **2.4.1.3. Методика выделения эффективных толщин коллекторов**

В XV и XV-а продуктивных горизонтах в дипломной работе выделялись коллекторы трещинно-порового типа, с преобладающей поровой емкостью.

Выделение эффективных толщин коллекторов осуществлялось по следующим признакам:

- сужению диаметра скважины, относительно плотных, непроницаемых пород; указанный признак наблюдается не всегда;
- минимальным значениям коэффициента глинистости до  $K_{гг} < 0.1$ ;
- пониженным значениям на кривых БК.

Кроме того применяли количественный критерий - граничное значение пористости:

для газонасыщенных коллекторов  $K_{п} \geq 0,06$ ,

для нефтенасыщенных и водонасыщенных коллекторов  $K_{п} \geq 0,08$  (по аналоги с месторождениями Бешкент, Янги Каратепаи Феруза; эти граничные значения подтверждены результатами испытаний).

### **2.4.2. Определение коэффициента глинистости**

Оценка  $K_{гг}$  во всех скважинах производилась по данным ГК

$$K_{ГЛ}^{0.6} = i; \quad i = \frac{J_{Пл} - J_{\min}}{J_{ГЛ} - J_{\min}}, \quad K_{ГЛ} = \left( \frac{J_{Пл} - J_{\min}}{J_{ГЛ} - J_{\min}} \right)^{\frac{5}{3}}$$

Где  $J_{\min}$  = значение показаний ГК в чистых, неглинистых карбонатах;

$J_{ГЛ}$  – среднестатистическая величина естественного гамма-излучения для опорного пласта глин терригенной юры, значения которой определяется:  
 $J_{ГЛ} = J_{\min} + 12$  мкр/час.

### 2.4.3. Определение коэффициента пористости коллекторов

Определение коэффициентов пористости проводились по данным НГК (скв. №№2-10) и АК (скв. №№7,9). Они, в пределах допустимых погрешностей, хорошо согласуются между собой. В скважине №1, из-за низкого качества НГК и АК, были выделены только эффективные толщины коллекторов по общепринятым признакам и результатам испытаний, без количественных определений  $K_{п}$ ,  $K_{нг}$ . Всего было определений  $K_{п}$  по НГК для газонасыщенных пластов 150, для нефтенасыщенных – 45. По АК, из-за невыполнения замеров, или низкого качества кривых, для газонасыщенных пластов - 8, для нефтенасыщенных- 31. Для оценки коэффициентов нефтегазонасыщения методом сопротивления были приняты средневзвешенные по мощностям величины  $K_{п}^{НГК}$ .

### 2.4.4. Оценка коэффициентов нефтегазонасыщенности

Для определения коэффициента нефтегазонасыщенности, из-за неинформативности методов ИК, БКЗ (раздел 2.1.2), были использованы величины  $K_{нг}^{БК}$ .



Рис 2.4

#### **2.4.5. Определение положения флюидальных контактов**

Положение условного положения газонефтяного контакта (ГНК) принято по результатам опробования в скважине №5, по подошве самого нижнего интервала перфорации (3100-3094м), где был получен приток газа  $Q_{г}^{12}=112,8$  тыс.м<sup>3</sup>/сутки (граф.прил.15), на глубине 3100м, абсолютная отметка -2680м.

Положение условного принятого уровня водонефтяного контакта ВНК принято в скважине №7 по результатам испытания и данным ГИС по подошве нижнего интервала перфорации (3174-3169м), где был получен приток нефти дебитом  $Q_{н}^3=3.6$ м<sup>3</sup>/сут (граф.прил.17) на глубине 3174м – абсолютная отметка -2767м.

Реальных уровней положения флюидальных контактов установлено на месторождении не было.

#### **2.4.6. Оценка коэффициентов проницаемости**

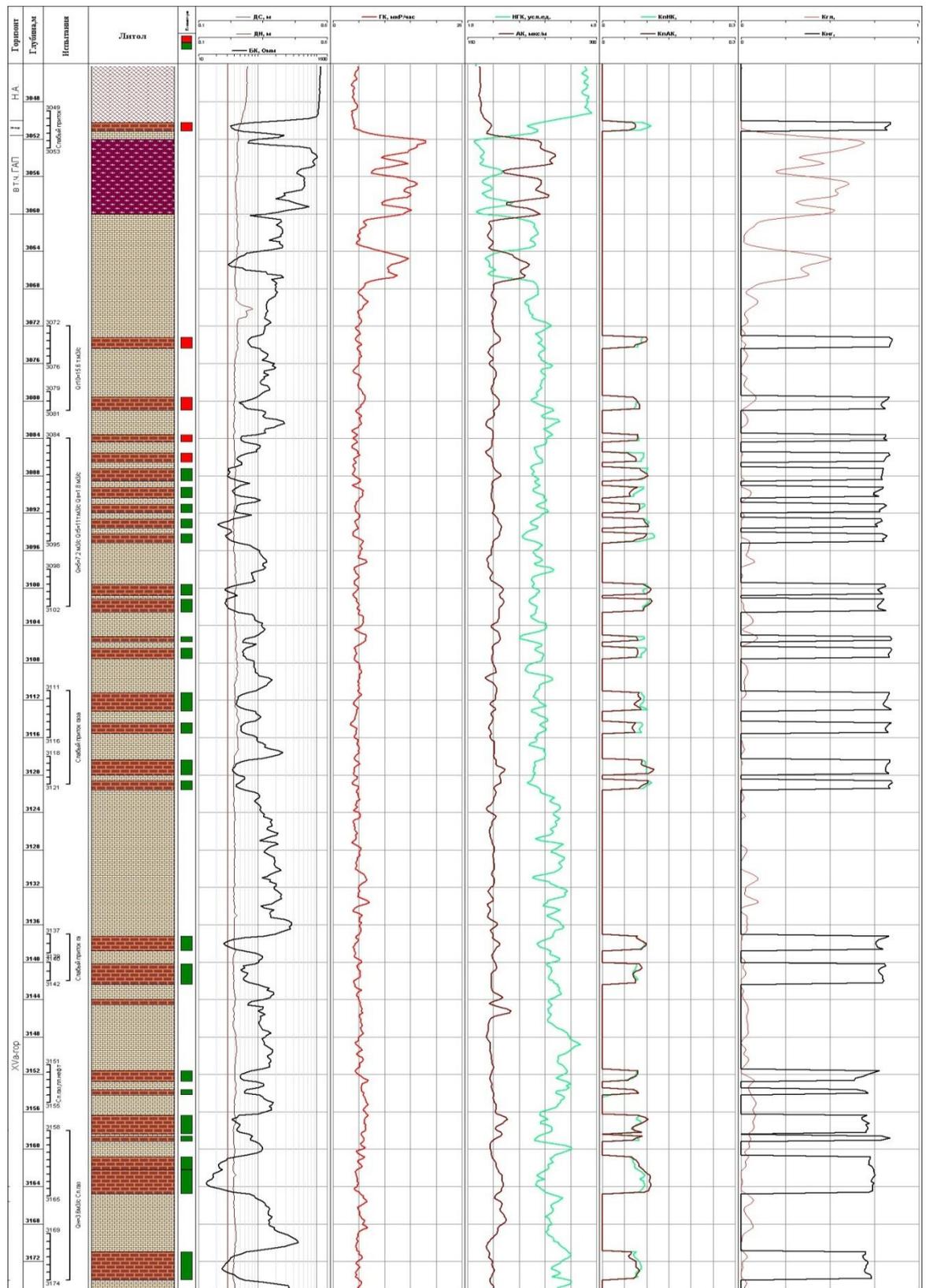
Для определения коэффициента проницаемости была взята зависимость коэффициента проницаемости от пористости для соседнего месторождения-аналога, которая в дальнейшем была использована для месторождения Илим.

$$y = 0.0064e^{0.6825x}$$

$$R^2 = 0.8175$$

## 2.5. Результаты интерпретации материалов ГИС

Результаты интерпретации материалов ГИС, полученные в скважине №7 месторождения Илим, приведены в виде планшета ниже.



Данный разрез представлен чередованием плотных и проницаемых карбонатов и в интервале ГАП(3051-3067м) представлен черными, углестымикарбонатизированными сланцами.

В связи с глубоким проникновением фильтрата бурового раствора, что обусловлено наличием порово-кавернозного типа емкости коллектора, сформировалась глубокая зона проникновения и количество остаточного газа в зоне исследования АК небольшое. Кроме того, при преимущественно каверновой емкости коллектора основной вклад в полезный сигнал на кривой АК (ДТак) связан с матрицей породы (коэффициент сжимаемости каверн намного меньше, чем коэффициент сжимаемости межзерновой пористости), что приводит к тому, что наличие газа в емкостном пространстве незначительно сказывается на полезном сигнале. Поэтому влиянием газа в данном случае на АК (низкая пористость <10% и наличие каверн) можно пренебречь. Расчетные значения  $K_{пАК}$  и  $K_{пНК}$  находятся в пределах допустимых погрешностей замеров и оценки пористости.

### **3. Экономическая часть. 3.1. Обоснование геолого-экономической целесообразности проводимых работ**

Все возрастающие потребности Республики Узбекистан в нефти и газе удовлетворяются не только вводом в разработку новых месторождений углеводородов, но и совершенствованием техники и технологии добычи нефти и газа на разрабатываемых месторождениях, обеспечивающим высокие темпы добычи и коэффициенты нефти-газоотдачи.

Исследования и контроль, за совершением систем разработки месторождений нефти и газа в основном осуществляется геофизическими методами исследований бурящихся, разведочных, действующих, контрольных, оценочных и нагнетательных скважин и часто называется геофизическим контролем. За последние годы в Узбекистане геофизические методы исследования и контроля разработки, нефтяных и газовых месторождений получили новый толчок в развитии (последние не так давно выделились в самостоятельное направление геофизической службы), и если, в период плановой экономики и первые годы развития рыночной экономики на ГИС тратилось не более 5-7%(!) от всех средств, вкладываемых в строительство и эксплуатацию скважин, то к 2010 году (по примеру западных компаний) – порядка 15-18%, а в горизонтальных скважинах не менее 20%.

Скважины являются сложными и дорогостоящими сооружениями. Общемировая практика разработки месторождений нефти и газа показывает, что качественные (например, обводненность продукции) и количественные (дебиты скважин) характеристики добываемого сырья напрямую зависят от своевременности и компетентности технологий, применяемых в процессе бурения (перфорация продуктивных горизонтов, воздействие на пласт и т.п.). Принятие решений об использовании той или иной технологии, в свою очередь, напрямую зависит от качества геологической информации (литологический состав, ФЕС, свойства пластовых флюидов) поставщиками которой являются геофизические компании. При отсутствии наблюдений за

техническим состоянием скважин возможны серьезные аварии, которые могут привести к долговременным ремонтам или к их закрытию. Эти последствия приводят к снижению экономической эффективности работ.

Информативность методов ГИС (ГДИС) - контроля дает представление о поведении нефти и/или газа внутри, интервалов притока и поглощения, мест его скопления, наличие или отсутствие флюида в данном интервале, а также позволяет принимать меры с целью улучшения технического состояния имеющегося фонда скважин.

Исходя из всего вышесказанного экономическая целесообразность проведения ГИС существенна, так как он дает необходимый объем информации, позволяющий в соответствии с нуждами народного хозяйства повышать эффективность добычи и эксплуатации. В процедуре подсчета запасов важное значение имеет ГИС.

### **3.2. Смета затрат, назначение, содержание**

Смета затрат представляет собой полный свод затрат предприятия на производство и реализацию продукции за определенный календарный период (год, квартал), составленный по экономическим элементам расходов.

Смета затрат составляется по типовым элементам: сырье и основные материалы, возвратные отходы (вычитаются); вспомогательные материалы, топливо и энергия со стороны; заработная плата основная и дополнительная; отчисления на социальное страхование, прочие прямые накладные расходы.

Смета затрат рассчитывается путем прямого суммирования отдельных экономических элементов и смет комплексных расходов или смет отдельных подразделений предприятий; она исключает вторичный учет продукции собственного изготовления для собственных производственных потребностей. В смете затрат учитываются затраты на изменение остатков незавершенного производства, капитальное строительство, капитальный ремонт и пр.

Смета затрат позволяет определить общую потребность предприятия в денежных ресурсах, сумму материальных затрат, провести расчеты по балансу доходов и расходов предприятия на планируемый период.

Смета затрат и калькуляция себестоимости продукции тесно связаны между собой, содержат одни и те же затраты, но учитывают их по разным признакам. С помощью калькуляции определяется себестоимость единицы продукции, а по смете — себестоимость товарной и валовой продукции предприятия.

Расчет сметы затрат это длительный и трудоемкий процесс, включающий труд нескольких специалистов и охватывающий все экономические аспекты деятельности сейсмической партии - от затрат на горюче-смазочные материалы и спецодежду до амортизации программных средств и расчетов заработной платы. Как правило, расчет сметы ведется по утвержденным (на уровне предприятия или министерства) сметным нормам. В связи с трудоемкостью данного метода приведенный расчет был произведен из более простой схемы: основная часть стоимости работ обуславливается квалификацией и зарплатой специалистов, участвующих в работах. Поэтому просчитав объем работ и выяснив, сколько и каких специалистов должно принять участие в работах, была рассчитана их заработная плата. А также приведен состав техники и программного обеспечения для расчета амортизации. Материалы и накладные расходы для упрощения включаются как определенный процент от зарплаты.

### **3.3. Расчет сметы затрат для Геофизических исследований скважин**

Сроки проведения работ Илимской с/п № 22/2004-2007

Вид работ	По проекту		Фактически	
	Начало	Конец	Начало	Конец
Проектирование	01.02.2004	31.03.2004	01.02.2004	31.03.2004

Организация	15.04.2004	25.04.2004	15.04.2004	25.04.2004
Полевые работы	26.04.2004	31.01.2007	01.05.2004	05.03.2007
Ликвидация	01.02.2007	10.02.2007	06.03.2007	16.03.2007
Камеральные работы	01.02.2007	31.11.2007	06.03.2007	IV кв. 2007

Таблица 3.1

Показатели стоимости работ Илимской с/п № 22/2004-2007

№	Наименование работ	По смете в ценах 1990г., руб.	Выполнение в ценах 1990г., руб.	По смете в текущих ценах, тыс. сум.	Выполнение в текущих ценах, тыс. сум.
1	2	3	4	5	6
I	Собственно геолого-разведочные работы	73491175	70823578,48	11910663,7	11622592,0
1.1	Проектно-сметные работы	83178	83178	7945,2	7945,2
1.2	Полевые работы- всего	35041953	34857873,33	8914317,7	8885979,7
1.2.1	Сейсморазведка	30962902	30914599,29	8248120,4	8247308,1
1.2.1.1	Сейсморазведка 3Д	30873186	30873186,07	8239744,63	8239744,63
2.1.2	Опытные работы	42295	0	35818,2	0
1.2.1.3	Исследования ВЧР	47421	41413,22	8557,6	7564,4

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6
1.2.1.	Сейсморазведка ЗМС-	35215	35214,95	6354,9	6354,8

	МПВ				
1.2.2	Буровые работы	11254	2989,31	2424,4	643,4
1.2.3	Взрывчатые материалы	3588	1345,09	6339,2	2920,2
1.2.4	Топографо-геодезические работы	3881816	3881723,81	626486,3	626471,4
1.2.4.1	Разбивочно-привязочный комплекс № 1	133770	133769,93	21589,1	21589,1
1.2.4.2	Опред. координат и высот системой GPS	3745505	3745505,28	604487,1	604487,1
1.2.4.3	Закреп.наместности геофизических точек долговременными знаками	2541	2448,60	410	395,2
1.2.5	Содержание радиостанций	12690	12689,82	1212,1	1212,1
1.2.6	Охрана недр и окружающей среды	169703		29735,3	
1.2.6.	Ликвидац. последствий геоф. Работ	3259		1447,1	
1.2.6.	Потрава	161444	44526,01	28288,2	7423,5
1.3	Камер-ные работы	1075421	1081886	102724,2	114127,8
1.4	Машинная обработка данных 3Д	24782744	23116447,62	1826240.4	1703451,0
1.5	Машинная интерпретация 3Д	11152445	11152444,82	821822,9	821823,6

1.6	Сводная интер-я данных ГИС и построение геол.- геоф. моделей	269963	258679,06	41729,2	39986,6
1.6.1	Комплексная интер-я геолого-геофизич. информации, КИГГИ	128722	127692,60	19897,8	19738,7
1.6.2	Геолого-геофиз. инт-я разрезов скв. ГГИР	91866	85842,90	14200,6	13269,6
1.6.3	Построение геолог- геофиз. моделей ПГГМ	49364	45144,68	7630,7	6978,4
1.7	Ремонтно-поверочные работы	1085471	273068,53	195884,1	49277,9
II	Сопутствующие работы и затраты	4564071	1434113,39	1129184,5	336056
2.1	Организация	261960	261960	25022,4	25022,4
2.2	Ликвидация	209568	209568	20017,9	20017,9
2.3	Строительство зда-ний и сооружений	158895	106489,59	102907,3	68316,5
2.4	Транспортировка грузов и персонала	171835	115058,86	42249,1	28440,6
2.5	Компенсируемые работы и затраты	3761813	741036,94	938987,8	194258,7
2.5.1	Производственные командировки	5637		538,4	
2.5.2	Полевое довольствие	1804437	562013,89	450823,7	174452,2

	4,9 %				
2.5.3	Премии 1,8 %	562855		165608,7	
2.5.4	Доплаты шоферам 0,5 %	184126	79023,05	46002,4	19806,5
2.5.5	Резерв 3,0 %	1104758		276014,5	
III	Подрядные работы	515837	333182	81816,06	57205,9
3.1	Аренда производственной базы №2	20359	18177,67	13440	12000
3.2	Аренда производственной базы №8	20359	9860,94	13440	6509,7
3.3	Охрана	139488	126495,23	13323,9	12082,8
3.4	Услуги момед.обслуживанию	27766	16920,16	2652,2	1613,4
3.5	Услуги по хранению ГСМ	146147		13959,9	
3.6	Договор с ИГИРНИГМ	161718	161728,55	25000,0	25000,0
	<b>ВСЕГО по объекту</b>	<b>78571083</b>	<b>72590874,42</b>	<b>13121664,2</b>	<b>12015854</b>

Таблица составлена с учетом экспертного заключения № 74/2004 от 09.07.04 и протоколов НТС ОАО «Узбекгеофизика» от 30.06.06 г. (прил. № 1): от 01.07.07 г. (прил. № 15)

В связи с привлечением в обработку ранее полученных материалов ЗМС и МСК по исследуемым объектам, необходимость в проведении новых исследований ВЧР по тем же самым профилям исчезла, что привело к недовыполнению проектных объемов в ценах 1990 года.

Таблица 3.2

Показатели выполнения объема работ в денежном

и физическом выражениях Илимской с/п № 22/2004-2007

(по годам и месяцам)

Год и месяц	В физическом выражении (ф.н.)	В денежном выражении	
		В ценах 1990 г., руб.	В текущих ценах, сум
1	2	3	4
2004г.			
Апрель	-	234075,5	23601383
Май	1900	1143563,18	260730109
Июнь	2250	1150230,59	288386296
Июль	2350	1098078,18	283453256
Август	2400	1039848,27	261349893
Сентябрь	1884	851430,16	204884687
Октябрь	2600	924450,21	234806921
Ноябрь	2600	1030352,48	268868708
Декабрь	2400	1060772,88	271320302
ИТОГО	18384	8532801,45	2097401555
2005 г.			
Январь	2250	979512,47	240591768
Февраль	1900	991050,37	243452249
Март	1960	1015272,91	242923332
Апрель	2000	962854,59	229382925
Май	2300	1157310,48	268399846
Июнь	2200	1278808,55	278634761
Июль	2200	1319342,47	293301721
Август	2350	1258924,67	271303719

Сентябрь	2600	1852976,16	345461600
Октябрь	2500	2132366,57	328549796
Ноябрь	2600	2436466,76	373353878
Декабрь	2600	3574044	486236092
ИТОГО	27460	18958930	3601591687
2006 г.			
Январь	2200	2507552	377585556
Февраль	2200	2585177,39	396117532
Март	3100	2564946,62	535296409
Апрель	3400	2985068,65	510025896
Май	3500	3188454,7	556379526
Июнь	3200	3249205,51	556157933
Июль	3800	3032250,77	557862074
Август	2484	2602916,64	404879136
Сентябрь	-	1390663,16	102477968
Октябрь	-	1394377,67	102751691
Ноябрь	-	1394377,67	102751691
Декабрь	-	1698121,39	137944503
ИТОГО	23884	28593112,09	4340229915
2007 г.			
Январь	3500	2995289,43	531708735
Февраль	3100	3129291,76	563674108
Март	612	1986220,2	222301700
Апрель	-	1318703,19	97175238
Май	-	1318703,19	97175238
Июнь	-	1619821,07	125938018
Июль	-	527519,62	38872921
Август	-	527519,62	38872921
Сентябрь	-	527519,62	38872921

Октябрь	-	244890,42	18045975
Ноябрь	-	244890,42	18045975
Декабрь	-	341927,55	33045975
ИТОГО	7212	14782296,09	1823729725

2008 г.

Январь	-	244890,42	18045975
Февраль	-	244890,42	18045975
Март	-	244891,54	18046148
Апрель	-	309581,84	28045975
Май	-	227803,67	16786853
Июнь	-	451676,82	53930212
ИТОГО	-	1723734,71	152901138
ВСЕГО	76940	72590874,34	12015854020

#### **4. Безопасность и экологичность работы**

##### **4.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов**

##### **4.1.1. Опасные и вредные производственные факторы и их классификация.**

В безопасности труда все воздействия на работника со стороны производственной среды, оказывающие влияние на его здоровье и работоспособность в процессе труда, называются производственными факторами (ПФ).

Из всей совокупности факторов производственной среды по характеру воздействия на работающих выделяют опасные и вредные производственные факторы.

*Опасные факторы*—это факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях приводит к травме или другому внезапному ухудшению здоровья.

*Вредные факторы*— это факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению работоспособности.

По природе действия выделяют группы физических, химических, биологических и психофизиологических опасных и вредных производственных факторов.

К группе физических факторов относятся:

- движущиеся машины и механизмы;
- подвижные части производственного оборудования;
- передвигающиеся изделия, заготовки, материалы;
- разрушающиеся конструкции;
- обрушивающиеся горные породы;
- повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации;

- повышенный уровень инфразвуковых колебаний;
- повышенный уровень ультразвука;
- повышенное или пониженное барометрическое давление в рабочей зоне и его резкое изменение;
- повышенная или пониженная влажность воздуха;
- повышенная или пониженная подвижность воздуха;
- повышенная или пониженная ионизация воздуха;
- повышенный уровень ионизирующих излучений в рабочей зоне;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;
- повышенный уровень статического электричества;
- повышенный уровень электромагнитных излучений;
- повышенная напряженность электрического поля;
- повышенная напряженность магнитного поля;
- отсутствие или недостаток естественного света;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- повышенная яркость света;
- пониженная контрастность;
- прямая и отраженная блескость;
- повышенная пульсация светового потока;
- повышенный уровень ультрафиолетовой радиации;
- повышенный уровень инфракрасной радиации;
- острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования;
- расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола);
- невесомость.

Вещества, относящиеся к группе химических опасных и вредных производственных факторов, по характеру воздействия на организм человека

классифицируются на токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие, канцерогенные, мутагенные и влияющие на репродуктивную функцию человека, а также по пути их проникновения в организм человека - через органы дыхания, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы и слизистые оболочки.

Биологические опасные и вредные производственные факторы включают следующие биологические объекты:

- патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, риккетсии, спирохеты, грибы, простейшие) и продукты их жизнедеятельности;
- микроорганизмы (растения и животные).

Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы по характеру действия подразделяются на физические (статические и динамические) и нервно-психические (умственное перенапряжение, эмоциональные перегрузки, перенапряжение анализаторов, монотонность труда) перегрузки.

#### **4.1.2. Анализ опасностей при взаимодействии человека и техносферы**

Анализ опасностей позволяет определить источники опасностей, потенциальные ЧП-несчастья, ЧП-инициаторы, последовательности развития событий, вероятности ЧП, величину риска, величину последствий, пути предотвращения ЧП и смягчения последствий.

На практике анализ опасностей начинается с глубокого исследования, позволяющего идентифицировать в основном источники опасностей. Затем при необходимости исследования могут быть углублены и может быть проведен детальный качественный анализ. Выбор того или иного качественного метода анализа зависит от преследуемой цели, предназначения объекта и его сложности. Установление логических связей необходимо для расчета вероятностей ЧП. Методы расчета вероятностей и

статический анализ являются составными частями количественного анализ опасностей . Когда удастся оценить ущерб, то можно провести численный анализ риск. При анализе опасностей всегда принимают во внимание используемые материалы, рабочие параметры системы, наличие и состояние контрольно-измерительных средств. Исследование заканчивают предложениями по минимизации или предотвращению опасностей.

*Качественные методы* анализа опасностей включает: предварительный анализ опасностей, анализ последствий отказов, анализ опасностей с помощью дерева причин, анализ опасностей с помощью дерева последствий, анализ опасностей методом потенциальных отклонений, анализ ошибок персонала, причинно-следственный анализ.

При *количественном анализе опасностей* сложные системы разбивают на множество подсистем. Подсистемой называют часть системы, которую выделяют по определенному признаку, отвечающему конкретным целям и задачам функционирования системы. В рамках этих задач подсистема может рассматриваться как самостоятельная система. Таким образом, иерархическая структура сложной системы такая, что позволяет ее разбивать на подсистемы различных уровней, причем подсистемы низших уровней входят составными частями в подсистемы высших уровней. Подсистемы, в свою очередь, состоят из компонентов — частей системы, которые рассматриваются без дальнейшего членения как единое целое. Применяя правила теории вероятностей, находят показатели, которые описывают состояние системы «человек – машина – окружающая среда». Это позволит, например, установить границы опасной зоны и произвести ее разметку в зависимости от степени опасности.

## **4.2. Обучение**

Профессиональное обучение рабочих геологических предприятий должно проводиться в порядке, предусмотренном «Типовым положением о профессиональном обучении рабочих непосредственно на производстве».

Работники полевых подразделений до начала полевых работ, кроме профессиональной подготовки и получения инструктажа по безопасности труда, должны быть обучены приемам, связанным со спецификой полевых работ в данном районе (плавание, пользование альпинистским снаряжением, верховая езда, умение седлать и вьючить транспортных животных и т.п.), а также методам оказания первой помощи при несчастных случаях и заболеваниях, мерам предосторожности от ядовитой флоры и фауны, а также способам ориентирования на местности и подачи сигналов безопасности.

#### **4.2.1. Безопасность работы транспорта**

При эксплуатации транспортных средств, перевозке людей и грузов должны выполняться требования действующих «Правил дорожного движения». «Правил по охране труда на автомобильном транспорте.

Техническое состояние и оборудование транспортных средств, применяемых на геологоразведочных рантах, должны отвечать требованиям соответствующих стандартов, правил технической эксплуатации, инструкций по эксплуатации заводов-изготовителей, регистрационных документов.

Переоборудование транспортных средств должно быть согласовано с соответствующими органами надзора (Государственная служба безопасности дорожного движения Министерства внутренних дел Республики Узбекистан.ГИ «Саноатгеоконтехназорат»).

До начала эксплуатации все транспортные средства должны быть зарегистрированы (перерегистрированы) в установленном порядке и подвергнуты Государственному техническому осмотру. ЗАПРЕЩАЕТСЯ эксплуатация транспортных средств, не прошедших технического осмотра.

К управлению транспортными средствами приказом по предприятию после прохождения инструктажей по технике безопасности движения и стажировки в установленном порядке допускаются лица, прошедшие специальное обучение, имеющие удостоверение на право управления

соответствующим видом транспорта, при наличии просроченной справки медицинского учреждения установленной формы годности к управлению транспортными средствами данной категории.

Назначение лиц, ответственных за техническое состояние и эксплуатацию транспортных средств, выпуск их на линию, безопасность перевозки людей и грузов оформляется приказом предприятия по каждому подразделению.

Лица, ответственные за безопасность работы технологического транспорта в геологоразведочных партиях, отрядах, участках работ и т. д. должны быть обучены правилам выпуска транспортных средств на линию, перевозки персонала и грузов, порядку контроля за техническим состоянием и комплектностью транспортных средств, регистрации, оформления и выдачи путевых листов, готовности водителя к выполнению рейса.

При направлении водителя в рейс, длительность которого превышает рабочую смену, в путевой листе должны быть указаны режим работы (движения) и пункты отдыха водителя. Водители транспортных средств, направляемые в рейс со сложными погодными и дорожными условиями и по временным дорогам, должны быть обеспечены маршрутными картами движения с указанием особенностей пути и мер безопасности, медикаментами, неприкосновенным запасом удовольствия, а при необходимости и водой. При направлении двух и более транспортных средств в один пункт из числа специалистов или водителей приказом должен быть назначен старший, указания которого обязательны для всех водителей колонны (группы).

При проведении геологоразведочных работ в неизученных или малоизученных пустынных или степных районах решение о направлении в рейс транспорта с одним водителем, или с сопровождающим лицом, или двух транспортов средств должно приниматься руководителем подразделения исходя из дорожных погодных условий, дальности и продолжительности рейса. Прибытие транспорта в конечный пункт и выезд его в обратный рейс

должны контролироваться руководителем подразделения с помощью имеющихся средств связи.

При организации технического обслуживания и текущего ремонта транспорта, работающего в полевых условиях, должны строго соблюдаться режимы технического обслуживания и ремонта транспортных средств. Ответственность за содержание в технически исправном состоянии транспорта, работающих в отрыве от автохозяйства, несут их водители. Контроль за качеством и учет выполнения технического обслуживания и текущего ремонта транспорта должен выполнять механик полевого подразделения, а при его отсутствиях — работник автотранспортной службы предприятия, на учете которого находятся транспорт.

В полевых подразделениях должны быть созданы условия для сохранности, осмотров и текущего ремонта транспортных средств. При расположении транспорта в полевых условиях должны быть обеспечены противопожарные мероприятия в соответствии с «Правилами пожарной безопасности для геологоразведочных предприятий и организаций».

#### **4.2.2. Электробезопасность**

На предприятиях должна иметься техническая документация, в соответствии с которой электроустановки допущены к эксплуатации. Электрооборудование по виду исполнения должно отвечать условиям среды, в которой оно применяется.

При эксплуатации электрооборудования запрещается:

- эксплуатация неисправных электроустановок;
- ремонт электрооборудования и линий электропередач, находящихся под напряжением;
- оставление под напряжением неиспользуемых электрических сетей;

- производство ремонта электроустановок работниками, не связанными с этой работой;

- применение электрических сетей электроустановок с глухозаземленной нейтралью.

Геофизическое оборудование должно подключаться к электрической сети в соответствии с технической документацией по эксплуатации. Допускается не заземлять геофизическое оборудование (приборы) напряжением до 380 В, которое работает от собственных маломощных источников питания, если при закорачивании непосредственно на клеммах этих источников через сопротивление 1000 Ом пройдет ток, не превышающий предельно допустимые уровни и продолжительность его воздействия согласно предельно допустимым уровням напряжения прикосновения и токов:

- при переменном токе частотой 50 Гц – напряжение 2,0 В и сила тока 0,3 мА.

- при переменном токе частотой 400 Гц – напряжение 3,0 В, сила тока 0,4 мА.

- при постоянном токе – напряжение 8,0 В, сила тока 1,0 мА.

На коммутационных аппаратах (выключателях, контакторах, магнитных пускателях и т. п.) пускорегулирующих устройствах и т. п. должны быть надписи, указывающие наименования, подключенных потребителей. Присоединение передвижных машин и трансформаторных подстанций к питающим линиям должно производиться при помощи коммутационных аппаратов, с выполнением организационно-технических мероприятий, предусмотренных правилами технической эксплуатации и правилами техники безопасности.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть обеспечен средствами защиты от поражения электрическим током.

При несчастных случаях с людьми снятие напряжения для освобождения пострадавшего от воздействия электрического тока должно

быть произведено немедленно без предварительного разрешения, с соблюдением мер безопасности.

Подключение передвижного геофизического оборудования к электрической сети с глухозаземленной нейтралью должно выполняться кабелем с заземляющей жилой при помощи коммутационных устройств (вилки, розетки, штепсельные разъемы и т. п.) с заземляющим контактом. Подключение аппаратуры и приборов к электрической сети допускается только изолированным проводом. Использовать броню геофизического кабеля в качестве силового провода при напряжении выше 42 В переменного тока и 110 В постоянного тока запрещается.

В геофизических станциях и лабораториях запрещается использование осветительных и отопительных и вентиляционных устройств, а также электроинструмента напряжением более 42 В переменного или 110 В постоянного тока.

Допускается использование электроприемников геофизических станций или лабораторий при более высоких напряжениях, если электроприемники:

- выполнены по II или III классу электрозащиты;
- подключены к электросети на базах партий (экспедиции) после их присоединения к сети заземления;
- подключены при проведении полевых работ к передвижному источнику питания с изолированной нейтралью.

При этом допускается не выполнять заземление электроприемников, а защитной мерой от поражения электрическим током является защитное заземление источника питания в сочетании с металлической связью корпусов электроприемника и источника питания или с защитным отключением.

#### **4.2.2.1. Анализ мер электробезопасности**

Повышение электробезопасности в установках достигается применением систем защитного заземления, зануления, защитного отключения и других средств и методов защиты, в том числе знаков безопасности и предупредительных плакатов и надписей. В системах местного освещения, в ручном электрофицированном инструменте и в некоторых других случаях применяют пониженное напряжение.

Защитное заземление представляет собой преднамеренное электрическое соединение металлических частей электроустановок с землей или ее эквивалентом (водопроводными трубами и т. п.). Более подробно об этой мере рассказано в следующем параграфе.

Зануление состоит в преднамеренном соединении металлических нетоковедущих частей оборудования, которые могут оказаться под напряжением вследствие пробоя изоляции, с нулевым защитным проводником. При замыкании любой фазы на корпус образуется контур короткого замыкания, характеризуемый силой тока весьма большой величины, достаточной для «выбивания» предохранителей в фазных питающих проводах. Таким образом электроустановка обесточивается. Предусматривается повторное заземление нулевого проводника на случай обрыва нулевого провода на участке, близком к нейтрали. По этому заземлению ток стекает на землю, откуда попадает в заземление нейтрали, по нему во все фазные провода, включая имеющий пробитую изоляцию, далее на корпус. Таким образом образуется контур короткого замыкания.

Защитное отключение электроустановок обеспечивается путем введения устройства, автоматически отключающего оборудование – потребитель тока при возникновении опасности поражения током. Схемы отключающих автоматических устройств весьма разнообразны. Во всех случаях система срабатывает на превышение какого-либо параметра в электрических цепях технологического оборудования (силы тока, напряжения, сопротивления изоляции).

Повышение электробезопасности достигается также путем применения изолирующих, ограждающих, предохранительных и сигнализирующих средств защиты.

Изолирующие электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные. Основные изолирующие электрозащитные средства способны длительное время выдерживать рабочее напряжение электроустановки, и поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением, и работать на этих частях. К таким средствам относятся: в электроустановках напряжением до 1000 В – диэлектрические резиновые перчатки, инструмент с изолирующими рукоятками и указатели напряжения до 1000 В; в электроустановках напряжением выше 1000 В – изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, а также указатели напряжения выше 1000 В.

Дополнительные изолирующие электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и поэтому не могут самостоятельно защищать человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, вместе с которыми они должны применяться. К дополнительным изолирующим средствам относятся: в электроустановках напряжением до 1000 В – диэлектрические галоши, коврики и изолирующие подставки; в электроустановках напряжением выше 1000 В – диэлектрические перчатки, боты, коврики, изолирующие подставки.

Ограждающие средства защиты предназначены для временного ограждения токоведущих частей (временные переносные ограждения, щиты, ограждения-клетки, изолирующие накладки, изолирующие колпаки).

Сигнализирующие средства включают запрещающие и предупреждающие знаки безопасности, а также плакаты: запрещающие, предостерегающие, разрешающие, напоминающие. Чаще всего используется предупреждающий знак «Проход запрещен».

Предохранительные средства защиты предназначены для индивидуальной защиты работающего от световых, тепловых и механических воздействий. К ним относят: защитные очки, противогазы, специальные рукавицы и т.п.

#### **4.2.2.2. Предлагаемое мероприятие –защитное заземление**

##### **4.2.2.2.1. Основные понятия и определения**

Рассматривая вопросы защиты человека от поражения электрическим током путем устройства заземления, необходимо выделить следующие основные понятия:

Замыкание на землю – случайное электрическое соединение частей электроустановки, находящейся под напряжением, с конструктивными частями ее, имеющими связь с заземлителем или непосредственно с землей.

Замыкание на корпус - возникновение электрической дуги между токоведущими частями электроустановки, находящимися под напряжением, и корпусом вследствие неисправности изоляции.

Напряжение прикосновения - напряжение, под которое попадает стоящий на грунте человек, прикасающийся к оказавшемуся под напряжением корпусу оборудования. Численно оно равно разности потенциалов корпуса и точек почвы, в которых находятся ноги человека, то есть  $\varphi_k$  и  $\varphi_{\text{ч}}$

$$U_{\text{пр}} = \varphi_k - \varphi_{\text{ч}} = U_k \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 ,$$

где  $U_k$  - напряжение на корпусе оборудования относительно точки поверхности земли, находящейся вне зоны растекания тока, замыкая на землю;

$\alpha_1 = 1 - \varphi_k / \varphi_{\text{ч}} \leq 1$  - коэффициент напряжения прикосновения, учитывающий форму потенциальной кривой и зависящей от типа заземления и расстояния от заземлителя;

$\alpha_2$ -коэффициент напряжения прикосновения, учитывающий падение напряжения на прикосновении опорной поверхности от ног.

$$\alpha_2 = \frac{1}{1+0,0155 \left(\rho/R_4\right)} - \text{если ноги располагаются на расстоянии}$$

$$\alpha_2 = \frac{1}{1+0,022 \left(\rho/R_4\right)} - \text{если ноги располагаются рядом;}$$

$R_4$  - сопротивление цепи человека.

Напряжение прикосновения увеличивается по мере удаления от заземлителя и за пределами зоны растекания тока равно напряжению на корпусе оборудования относительно земли.

Сопротивление растеканию - сопротивление, оказываемое почвой току, растекающемуся с заземлителя в землю. Сопротивление растеканию зависит от минерального состава грунта, его влажности и других факторов.

Сопротивление заземления - сопротивление растекающемуся электрическому току, оказываемое землей, электродами и системой заземляющих проводников.

Задача при конструировании и расчете защитного заземления состоит в том, чтобы сопротивление заземляющего устройства не превышало величин, установленных правилами устройства электроустановок.

#### **4.2.2.2.2. Взаимное расположение электродов и коэффициенты**

При наличии нескольких электродов, расположенных на сравнительно небольшом расстоянии друг от друга, они будут оказывать взаимное экранирующее действие.

Степень взаимного экранирования заземлителей (электродов) зависит от их формы, количества, взаимного расположения и характеризуется коэффициентом использования ( $\eta$ )

Сопротивление группы вертикальных стержневых заземлителей растеканию тока ( $R_{ГРВС}$ ) без учета влияния полосы составляет:

$$R_{\text{ГРВС}} = \frac{R_{\text{ВО}}}{n \cdot \eta_{\text{ВС}}}$$

где  $R_{\text{ВО}}$  - сопротивление растеканию вертикального одиночного электрода, Ом;  $n$  - количество заземлителей (электродов).

Электрический ток в грунт стекает с горизонтальной полосы, соединяющей вертикальные стержневые заземлители (стержни, трубы, уголки).

Степень экранирования горизонтального полосового заземлителя вертикальными электродами определяется коэффициентом использования  $\eta_n$ .

Сопротивление растеканию полосы  $R_n$ , соединяющей стержневые вертикальные электроды (без учета сопротивления последних), определяется по формуле:

$$R_n = \frac{R_{\text{по}}}{\eta_n}, \text{ Ом},$$

где  $R_{\text{по}}$  - сопротивление растеканию одной полосы без учета экранирования, Ом;  $\eta_n$  - коэффициент использования полосы, связывающей отдельные вертикальные электроды.

Сопротивление группового заземлителя  $R_{\text{гpn}}$ , состоящего из параллельно уложенных полос, растеканию электрического тока определяется выражением

$$R_{\text{гpn}} = \frac{R_{\text{по}}}{n \cdot \eta_{\text{пн}}}, \text{ Ом},$$

где  $R_{\text{по}}$  - сопротивление растеканию одной полосы без учета экранирования, Ом;  $n$  - количество параллельно уложенных полосовых заземлителей;  $\eta_{\text{пн}}$  - коэффициент использования параллельно уложенных полосовых заземлителей.

#### **4.2.2.2.3. Сопротивление грунта растеканию электрического тока**

Сопротивление грунта растеканию электрического тока в расчетах учитывается, через удельное электрическое сопротивление грунта, под которым понимается сопротивление куба грунта с ребром в 1 м.

Удельное электрическое сопротивление грунта зависит от его минерального состава и влажности (табл.5.1), а также от времени года.

*Таблица 5.1*

*Таблица №12. Приближенные значения удельных электрических сопротивлений различных грунтов и воды*

Грунт, вода	Удельное сопротивление, Ом·м	
	Возможные пределы колебаний	При влажности 10-20% к массе грунта
Глина	8-70	40
Суглинок	40-150	100
Супесь	150-400	300
Песок	400-700	700
Торф	-	20
Чернозем	9-53	20
Каменистый	500-800	-
Скалистый	$10^4$ - $10^7$	-
Вода речная	10-100	-
Вода морская	0,2-1	-

Известно, что мерзлые и сухие грунты обладают значительно большим удельным сопротивлением, чем талые и влажные. В расчетах возможное повышение удельного сопротивления грунта учитывают введением повышающего коэффициента сезонности, величина которого принимается в зависимости с климатической зоны, где расположен объект, и типа электрода, с которого происходит растекание тока.

#### **4.2.2.2.4. Методика расчета защитного заземления электротехнической установки**

1. Согласно правилам устройства электроустановок определяют максимально допустимое сопротивление заземления растеканию электрического тока.

2. Принимают тип и вид заземляющего устройства, наиболее рационального для данной электротехнической установки, выбирают сортамент металла для заземляющего устройства согласно существующим требованиям.

3. Определяют сопротивление ( $R$ ) одиночного заземления принятого типа растеканию тока в грунт с учетом повышающего коэффициента ( $k$ ), характерного для заданной климатической зоны.

4. Рассчитывают примерное количество необходимых электродов по формуле:

$$n \geq \frac{R}{R_0},$$

где  $R$  – сопротивление одиночного заземлителя растеканию тока в грунт, Ом;  $R_0$  – сопротивление группы заземлителей без учета влияния полосы связи, равное по величине допускаемому правилами устройства электроустановок сопротивлению заземляющего устройства, увеличенному в 1,5-3 раза, то есть:

$$R_0 = (1,5 \div 3)R_d,$$

где  $R_d$  – максимально допустимое правилами устройства электроустановок сопротивление, заземляющего устройства, Ом.

5. Определяют сопротивление найденного количества заземлителей, установленных на принятом расстоянии друг от друга, с учетом коэффициента их использования:

$$R_{гр} = \frac{R}{n \cdot \eta},$$

где  $\eta$  – коэффициент использования заземлителей вертикальных стержневых  $\eta_{вс}$  или параллельно уложенных полосовых  $\eta_{пт}$ , определяющиеся по данным таблиц.

6. Находят длину полосы связи для условий комбинированного заземления:

$$l_{\Pi} = a(n - 1),$$

где  $a = (1 \div 2 \div 3) \cdot L$  – расстояние между вертикальными электродами в зависимости от их длины ( $L$ );  $n$  – количество вертикальных заземлителей.

7. Определяют сопротивление полосы связи ( $R_{\Pi}$ ).

8. Вычисляют сопротивление растеканию тока всего заземляющего устройства:

$$R_3 = \frac{R_{гр} \cdot R_{\Pi}}{(R_{гр} + R_{\Pi}) \cdot \eta_{\Pi}},$$

где  $\eta_{\Pi}$  – коэффициент использования полосы, связывающей отдельные электроды.

9. Если найденные значение сопротивления растеканию тока больше допустимого правилами устройства электроустановок или значительно меньше его, то увеличивают (или уменьшают) количество заземлителей и производят расчет для новых условий.

### **4.3. Производственная среда и организация рабочего места**

Производственные, административные и бытовые помещения геологоразведочных предприятий, а также находящиеся в них оборудование и инвентарь, должны содержаться в соответствии с требованиями инструкции по санитарному содержанию помещений и оборудования производственных предприятий. Производственные помещения, рабочие места, проходы и подходы к оборудованию, механизмам и вспомогательным приспособлениям должны содержаться в чистоте и не загромождаться. Инструменты должны содержаться в чистоте и располагаться в местах, удобных для пользования.

Цементные или кирпичные полы в участках (местах) постоянного пребывания рабочих должны быть покрыты эластичными теплоизолирующими настилами или деревянными решетками. Все помещения должны иметь внутреннюю отделку, исключаящую накопление и сорбцию паров токсичных веществ, и допускающую уборку любым способом (вакуумный, влажным). Полы должны иметь нескользкую поверхность и легко очищаться. Уборка полов должна производиться регулярно 1 раз в смену. Пролитые на пол горюче-смазочные материалы и токсичные вещества должны быть сразу же удалены.

Производственные площадки, территории поселков, баз и лагерей, экспедиций, партий, отрядов и других полевых подразделений должны содержаться в чистоте. Сбор и хранение производственных и бытовых отходов должны производиться в специально отведенных и приспособленных для этих целей местах. Захоронение или уничтожение этих отходов должно осуществляться в установленном порядке. Мусорные ямы и контейнеры должны быть оборудованы плотно закрывающимися крышками. Отходы (отбросы) ядовитых и разлагающихся веществ должны храниться, транспортироваться и уничтожаться с соблюдением санитарных правил. Мусорные ямы, контейнеры и уборные должны устраиваться не ближе 30 м от производственных и жилых зданий в местах, исключаящих загрязнение окружающей среды.

Естественное и искусственное освещение на территории геологоразведочных предприятий, в производственных и вспомогательных зданиях должно соответствовать нормам проектирования естественного и искусственного освещения. Освещение постоянных рабочих мест должно обеспечиваться стационарными источниками общего освещения. В световых проемах зданий следует предусматривать приспособления и устройства (солнцезащитные козырьки, вертикальные экраны, жалюзи, шторы, пустотелые стеклянные блоки и др.), устраняющие на рабочем месте слепящее действие прямого и отраженного света. Освещение объектов

геофизических работ должно производиться в соответствии с нормами освещенности.

Уровни звукового давления в октавных полосах частот в децибелах (дБ), уровни звука и эквивалентные уровни звука в децибелах на рабочих местах не должны превышать допустимых уровней, установленных действующими нормами. Средства и методы защиты от шума должны выбираться в соответствии с действующими нормами. Контроль уровней шума на рабочих местах должен проводиться при вводе объекта в эксплуатацию и замене оборудования в соответствии с действующими нормами.

Уровни вибрации при работе машин не должны превышать уровней, установленных действующими нормами. Контроль уровней вибрации должен проводиться в соответствии с действующими нормами.

Во всех производственных помещениях должна быть предусмотрена вентиляция, отвечающая требованиям строительных норм и правил. При обнаружении в воздушной среде рабочих помещений ядовитых газов или паров, концентрации которых могут оказать вредное влияние на здоровье человека, работы в этих местах должны быть прекращены, а работающие переведены в безопасное место.

Температурный режим воздушной среды рабочих мест в производственных помещениях должен соответствовать требованиям действующих строительных норм и правил. Температура воздуха в рабочей зоне производственных помещений должна быть в пределах от +17 до +22°C при легкой работе и от +13 до +18°C при тяжелой работе. Параметры метеорологических условий (жесткость погоды), при которых не допускается работа на открытом воздухе, устанавливаются решением местных органов управления. При проведении работ на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях на каждом участке должны быть устроены укрытия от неблагоприятных погодных условий.

При проведении работ в районах с жарким климатом должны устанавливаться режимы рабочего времени, исключаящие производство

работ в жаркое время дня. Количество и продолжительность перерывов, а также перенос рабочего времени устанавливаются администрацией по согласованию с профсоюзным комитетом.

Для проживания работников полевых подразделений предприятие, ведущее работы в полевых условиях, до их начала должно произвести обустройство вахтовых поселков или временных баз или лагерей. На обустройство, содержание, эксплуатацию и ликвидацию вахтового поселка, предприятием должен быть разработан индивидуальный (типовой) проект, если соответствующий раздел не предусмотрен в проекте на производство геологоразведочных работ. Проверка готовности вахтового поселка должна осуществляться комиссией предприятия с составлением акта.

Выбор места для устройства временной базы или лагеря производится по указанию начальника партии (отряда). Устройство временных баз и лагерных стоянок в населенных пунктах или вблизи них, на территории других предприятий должно быть согласовано с местной администрацией.

При обустройстве и эксплуатации вахтовых поселков, временных баз и лагерей должны соблюдаться требования строительных и санитарно-гигиенических норм, а также «Правила пожарной безопасности для геологоразведочных организаций и предприятий».

Располагать лагерь запрещается:

- у подножия крутых и обрывистых склонов;
- на дне ущелий и сухих русел;
- на низких затопляемых местах;
- обрывистых легко размываемых берегах, речных косах, островах;
- под крутыми незадернованными и осыпающимися склонами с большими деревьями;
- на пастбищах и выгонах скота;
- на закарстованных и оползнеопасных площадях;
- в пределах возможного падения деревьев.

Палатки должны прочно закрепляться и окапываться канавой для стока воды. Расстояние между палатками в лагере должно быть не менее 3 м. При установке в палатках отопительных и обогревательных приборов расстояние между палатками должно быть увеличено до 10 м. Вход в палатку следует располагать с подветренной стороны, с учетом преимущественного направления ветра в данной местности. Устанавливать палатки запрещается под отдельно стоящими деревьями. Расчищать площадки для палаток путем выжигания в лесных районах и травянистых степях нельзя.

При работе в холодное время палатки, вагон-дома и другие помещения должны быть утеплены и оборудованы обогревательными приборами.

Площадки для установки палаток необходимо очищать от хвороста и камней. Норы, которые могут быть убежищем грызунов, ядовитых змей и насекомых, должны засыпаться. При расположении лагеря в районах распространения клещей, ядовитых насекомых и змей должны проводиться обязательные личный осмотр, проверка рабочих и жилых помещений, спальных принадлежностей.

Перемещать лагерь на новое место без заблаговременного уведомления отсутствующих работников партии (отряда) и вышестоящего руководства о точном местоположении нового лагеря с подробными указаниями условий его нахождения запрещено. Отсутствие работника или группы работников в лагере по неизвестным причинам должно рассматриваться как чрезвычайное происшествие, требующее принятия срочных мер для розыска отсутствующих.

#### **4.4. Охрана окружающей среды**

Охрана окружающей среды в настоящее время имеет большое значение. Любая техногенная деятельность человека влияет на окружающую среду, и последствия могут быть не обратимыми и губительными. В результате могут нарушиться условия жизни, климат и даже целые экосистемы.

Поэтому для осуществления мер по охране окружающей среды в Республике Узбекистан принят ряд законодательных и нормативных актов:

- Закон Республики Узбекистан 657-ХII от 03.07.1992 г. "О государственном санитарном надзоре";

- Закон Республики Узбекистан №754-ХII от 09.12.1992 г. "Об охране природы";

- Закон Республики Узбекистан NB837-ХII от 06.05.1993 г. "О воде и водопользовании";

- Постановление ОлийМажлиса Республики Узбекистан №232-1 от 26.04.1996 г. "Об утверждении Положения о Государственном Комитете Республики Узбекистан по охране природы";

- Закон Республики Узбекистан №353-1 от 27.12.1996 г. «Об охране атмосферного воздуха»;

- Закон Республики Узбекистан №543-1 от 26.12.1997 г. «Об охране и использовании растительного мира»;

- Закон Республики Узбекистан №545-1 от 26.12.1997 г. «Об охране и использовании животного мира»;

- Закон Республики Узбекистан №770-1 от 14.04.1999 г. «О лесе»;

- Закон Республики Узбекистан №73-11 от 25.05.2000 г. «Об экологической экспертизе»;

- Закон Республики Узбекистан от 31.08.2000 г. «О радиационной безопасности»;

- Закон Республики Узбекистан от 03.12.2004 г. «Об охраняемых природных территориях»;

С точки зрения геофизических работ, предусматривается проведение ряда мероприятий по охране окружающей среды в районах проектируемых работ с целью сохранения пахотных угодий.

В проведения полевых работ строго соблюдаются требования «Положения о государственном контроле над геологическим изучением,

использованием и охраной недр», утвержденного от 28 июля 2011 года №220 Кабинетом Министров Республики Узбекистан.

Перечень мероприятий приводится ниже:

- Строго соблюдать схему транспортировки грузов и персонала партий по указанному маршруту.

- При устройстве лагеря, подъезд к нему предусматривается не более, чем в двух направлениях.

- В летнее время во избежание уничтожения растительного покрова огнем, проводится опаживание зоны лагеря и стоянки автотранспорта. Оборудовать место для курения.

- При проведении работ на профиле ( в зоне партии) для продвижения автотранспорта будут продолжены подъездные пути не более, чем в две колеи.

- Предусматривается проведение рекультивационных работ по восстановлению нарушенных земель.

**Заключение.**

В данной главе описано геологическое строение района месторождения Илим. Приведены общие сведения о месторождении: его географическое и административное положение, природно-климатические условия района, условия его водоснабжения. В геологическом строении разреза месторождения Илим принимают участие породы от нижней юры до четвертичного. Продуктивными являются отложения верхней юры, представленные: ангидритами, известняками, так же присутствуют аргелиты и соли. Описано тектоническое строение и нефтегазоносность, а так же дана характеристика продуктивных пластов и приведены сведения по гидрогеологии.

Безопасность жизнедеятельности и экологичность являются важным составляющим компонентом любого проекта, связанного не только с поисками и разведкой нефти и газа. Любые затраты, направленные на создание безопасных мер труда и жизнедеятельности позволят сохранить здоровье, а в некоторых случаях и жизнь человека.

Предлагаемые меры по обеспечению безопасности труда являются очень важными. Данные мероприятия не подвергают опасности здоровье и жизни человека. Но данное утверждение будет правильным только при добросовестном исполнении мероприятий по обеспечению электробезопасности.

В данной работе был приведен пример расчета сметы затрат на обработку и интерпретацию геофизических данных, полученных при проведении геофизических работ на месторождении Илим. Аналогично данному примеру можно рассчитать сметы затрат на ГИС работы и по другим месторождениям.

Практические навыки расчета сметы затрат просто необходимы для специалистов промысловой геофизики. Это связано с тем, что наша отрасль имеет большой багаж геофизических методов исследования, техники, различные технологии проведения исследований, богатый выбор обрабатывающих программ и др. Естественно, исходя из финансовой

стороны дела, мы можем провести геофизические исследования, как по стандартному не дорогостоящему комплексу методов и получить необходимую информацию, так и по дорогостоящему комплексу методов который включает в себя новейшие технологии, более современную технику и т.д. и информацию получить более качественную, но за большую цену. Исходя из этого мы можем самостоятельно без привлечения специалиста по вопросам экономики подобрать Заказчику такой необходимый минимальный комплекс геофизических работ, который будет удовлетворять его как в информационном плане, так и в финансовых возможностях.

## **Список использованной литературы**

1. Фонды ОАО «Узбекгеофизика» Геологическая глава отчёта по метсорождению Илим. Ташкент 2011.
2. Геология СССР. Том XXIII. Узбекская ССР. Геологическое описание. Книга 2. М., «Недра», 1972, 476 с. с 3 прил. (М-во геологии УзССР).
3. Фонды ОАО «Узбекгеофизика» Геологоразведочные работы на месторождении Илим. Ташкент 2011.

#### **Специальная часть**

1. Фонды ОАО «Узбекгеофизика» Геологическая глава отчёта по метсорождению Илим. Ташкент 2011.
2. Фонды ОАО «Узбекгеофизика» Геологоразведочные работы на месторождении Илим. Ташкент 2011.
3. В.М.Добрынин, В.Ю.Вендельштейн, Д.А.Кожевников. Петрофизика (физика горных пород). - М.: 2004.
4. М.Г Латышова Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин: Учеб. Пособие для вузов. – 3-е изд., перераб. И доп. - М.: «Недра», 1991.
5. Геофизическое исследование скважин: справочник мастера по промышленной геофизике/ под. Общ. Ред. В.г.мартынова, н.е.лазуткиной, м.с.хохловой. - м.: инфра-инженерия, 2009. – 960 с.
6. «Узбекгеофизика» Техническая инструкция. Ташкент 2011
7. Золоева Г.М., Н.Е. Лазуткина. Интерпретация данных ГИС. Учебное пособие, М., РГУ НГ им. акад. И.М. Губкина, 2002.
8. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник- Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра 1988.
9. В. М. Добрынин [и др.]. Геофизические исследования скважин. — М. : Нефть и газ, 2004.
10. М.Г. Латышова, В.Г. Мартынов, Т.Ф. Соколова Практическое руководство по интерпретации ГИС. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007.

## Экономическая часть

1. А.Г.Коржубаев, И.В.Филимонованефтегазовый комплекс Узбекистана в международной системе энергообеспечения. - м.: в ж.: Экономика и управление, №3-2007.

## Безопасность и экологичность

1. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.для вузов /С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др. ; Под общ. ред. С.В. Белова. 7-е изд., стер.-М.: Высш.шк.,2007.-616с.:ил.

2. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера: Учеб.пособие/В.А. Акимов, Ю.Л. Воробьев, М.И. Фалеев и др. Изд. 2-е, перераб.-М.:Высш. шк.;2007.-592с.:ил.

3. Производственная санитария и гигиена труда: Учеб. пособие для вузов/Е.В. Глебова. -2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 2007.-382с.:ил.

4. Балаба В.И., Дунюшкин И.И., Павленко В.П. Безопасность технологических процессов добычи нефти и газа: Учебное пособие. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр»,2008. - 477 с: ил.

5. Памятка. Правила техники безопасности при проведении полевых сейсморазведочных работ. Международная Ассоциация Геофизических подрядчиков (IAGG), изд. 8-е, 1999

6. ГОСТ 12.1.019 – 79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

7. ГОСТ 12.1.030 – 81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

8. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

9. ГОСТ 12.2.003 – 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.