# СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Физико-географический очерк

2. Геологическое строение района исследований

2.1 Стратиграфия и нестратифицированные комплексы

2.2 Тектоника. Неотектоника

2.3 Гидрогеология

3. Геолого-геофизическая характеристика района исследований

3.1 Общие сведения о месторождении

3.2 Тектоника

3.3 Стратиграфия и литология

3.4 Нефтегазоносность

3.5 Геологическая характеристика района исследований

4. Методы промыслово-геофизических исследований

5. Методика и аппаратура геофизических исследований в скважинах

6. Обработка и интерпретация данных геофизических исследований скважин

7. Результаты исследований и их геологическая интерпретация

8. Техника безопасности при проведении промыслово-геофизических работ

8.1 Общие требования

8.2 Требования к оборудованию, аппаратуре и техническим средствам

8.3 Геофизические исследования в скважинах

8.4 Геофизические работы в скважинах с применением радиоактивных веществ и источников ионизирующих излучений

8.5 Требования безопасности по окончании работы

Заключение

Список использованных источников

**ВВЕДЕНИЕ**

Дубровское месторождение открыто РУП "ПО "Белоруснефть" в 1979 году. В пробной эксплуатации находится с 1980 года, в промышленной разработке – с июля 1985 года.

## На данный момент разработка Дубровского месторождения ведется согласно "Дополнения к проекту разработки Дубровского месторождения", составленного в 2001 году.

Объектами разработки являются залежи нефти елецко-задонского, семилукского и лебедянского горизонтов. На данный момент в разработке находятся две залежи нефти: елецко-задонская и семилукская. Большая часть запасов месторождения (56%) сосредоточена в задонско-елецкой залежи, являющейся объектом рассмотрения данной дипломной работы.

Целью является, обработка результатов по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Геофизические методы исследования скважин используют сегодня для бескернового геологического изучения разрезов скважин, выделения и промышленной оценки коллекторов нефти и газа, контроля технического состояния скважин при бурении, при проектировании разработки нефтяных и газовых месторождений и контроле за ней.

Для выполнения поставленной задачи уточнено геологическое строение Дубровского месторождения, изучены тектонические условия и нефтегазоносность залежей. По данным интерпретации комплекса ГИС определены основные емкостные параметры нефтенасыщенных коллекторов – коэффициенты глинистости, пористости, водонасыщенности и нефтенасыщенности.

геологический тектонический залежи коллектор

**1. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК**

Рассматриваемая территория находится на юго-востоке Республики Беларусь.

Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах +120 м-+182 м.

Климат района умеренно-континентальный. Среднегодовая температура +7\*С. Средняя температура января -4\*С, июля+15\*С. Среднегодовое количество осадков 550-650 мм [1].

Почвенный покров представлен подзолистыми, дерново-подзолистыми и дерново-глеевыми почвами. Гидрографическая сеть на рассматриваемой территории представлена реками Днепр, Сож, Березина.

Река Днепр берет начало на Валдайской возвышенности. Длина реки 2201 км (до создания на ней водохранилищ 2285 км), в т. ч. на территории Беларуси 700 км. Площадь водосбора в Беларуси 63,7 тыс. км2 (без бассейна Припяти). Густота эрозионной сети 0,39 км/км2. На всем белорусском отрезке река является судоходной. Ширина долины от 0,5—1,5 до 5—10 км, при слиянии с Сожем — до 35—50 км. Совместная долина Днепра и Припяти имеет еще большие размеры — до 85 км. Максимальная глубина вреза (70—80 м) установлена в районе Орши.

Река Березина — единственный из крупных водотоков (длина 613 км), который от истоков до устья протекает по территории Беларуси. Истоки реки располагаются в заболоченном понижении юго-западнее Докшиц. Площадь водосбора 24 500 км2. Густота эрозионной сети 0,35 км/км2. Судоходство осуществляется от д. Броды Борисовского р-на (508 км от устья). Ширина долины от 200—300 м в верховье до 5—10 км и более в среднем и нижнем течении, врез от 10—15 до 20—25 м. Выделяются пойма и две надпойменные террасы.

Река Сож берет начало в пределах Смоленско-Московской возвышенности вблизи г. Смоленска. На территории Беларуси располагается долина среднего и нижнего Сожа. Длина реки 648 км (в Беларуси 493 км). Площадь водосбора в республике 21 500 км2. Густота эрозионной сети 0,38 км/км2. На протяжении почти 370 км от устья по реке осуществляется судоходство. Ширина долины изменяется от 1,5—3 до 15—18 км. Ниже Гомеля совместная долина с Днепром достигает 35—50 км. Врез варьирует от 30—40 до 50—55 м [2].

В геоморфологическом отношении рассматриваемая территория относится к области Полесской низменности подобласти Белорусского Полесья Василевичской водно-ледниковой, озерно-ледниковой и Речицкой аллювиальной низине.

Животный мир относительно беден, что объясняется однообразием экологических условий и незначительным периодом его формирования. В современной флоре насчитывается около 1650 видов высших растений, более 100 видов высших грибов, около 500видов водорослей, около 600 видов лишайников и примерно 400 видов мохообразных [1].

**2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ**

**2.1 Стратиграфия и нестратифицированные комплексы**

В геологическом строении исследуемой территории принимают участие архейско-нижнепротерозойские породы кристаллического фундамента и осадочные и вулканогенные образования верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя [3].

Кристаллический фундамент в пределах района исследования изучен исключительно по геофизическим исследованиям и данным бурениям. Глубина залегания фундамента колеблется от -2 до -6 км. Кристаллические породы вскрыты на глубину от нескольких метров до первых сотен метров.

**Архей-нижний протерозой (AR-PR1)**

Архейские и нижнепртерозойские отложения представлены гранитами, сиенитами, гнейсами и кристаллическими сланцами фундамента. Распространены повсеместно. Мощность не установлена. Возраст определен урано-свинцовым методом [4].

В формировании платформенного чехла района исследования принимали участие отложения верхнего протерозоя (рифей (R), венд)V)), верхнего палеозоя (девон (D), карбон (C), пермь (P)), мезозоя (триас (T), юра (J), мел (K)) и кайнозоя (палеоген (P), неоген (N), антропоген (Q)). Отложения кембрия (Є), ордовика (О) и силура (S) не установлены.

**Верхний протерозой (PR2)** представлен отложениями среднего рифея (R2) и нижнего венда (V1).

**Рифей (R)**. В пределах района исследования встречаются только отложения среднего рифея (R2). Они лежат несогласно прямо на породах фундамента и перекрываются с несогласием более молодыми вендскими и девонскими отложениями. В составе среднего рифея преобладают мелкозернистые песчаники и алевролиты с прослоями средне– и разнозернистых песчаников. Окраска пород красноцветная с серыми пятнами и полосами, а в верхней части – сера-цветная. Возраст установлен калий-аргоновым методом. Мощность среднего рифея немного менее 250 м [6].

**Венд (V)**. Отложения венда распространены на крайнем северо-западе района исследования, где в составе вендских отложений выделяют лишь отложения нижнего венда (V1). Данные отложения залегают несогласно на рифейских и несогласно перекрываются девонскими отложениями. Они представлены обломочными породами, в составе которых чередуются преобладающие в разрезе тиллиты (древние морены), рыхлые песчаники и пески, тонкослоистые глинисто–алевритовые породы и глины. Возраст установлен калий-аргоновым методом. Мощность отложений около 150 м.

**Палеозой (PZ)** представлен отложениями девона, карбона и перми. Отложения девона (D) на данной территории распространены повсеместно и представлены всеми тремя отделами.

**Нижний-средний девон (D1-2)**.Отложения распространены на всей изучаемой территории. Со стратиграфическим несогласием залегают на отложениях нижнего венда. Представлены глинами, мергелями, доломитами с прослоями известняков. Возраст определен по остаткам фауны: лингулы, остракоды, обломки рыб. Мощность 50 м [3].

**Средний девон (D2)**. Отложения среднего девона развиты в тех же районах, что и (D1-2). Отложения среднего отдела согласно перекрывают отложения нижнего-среднего отдела. Отложения среднего девона представлены чередованием доломитов, мергелей, глин и гипсов с прослоями песчаников, ангидритов и пластов каменной соли. Возраст этого горизонта определен по споровым комплексам, остаткам створок лингул и рыб. Общая мощность отдела в пределах района исследования до 200 м [6].

**Верхний девон (D3)**.Отложения распространены почти повсеместно. Несогласно залегают на отложениях среднего девона и несогласно перекрываются отложениями нижнего карбона. В самом низу отдел сложен, в основном, мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами, которые вверх по разрезу сменяются толщами карбонатных и соленосных пород. Карбонатная толща сложена глинистыми известняками, мергелями и доломитами с прослоями глин, аргиллитов и песчаников. Соленосная толща сложена ангидритами, каменой и калийной солью с прослоями доломитов, мергелей, известняков, глин, гипсов, аргиллитов и песчаников. Вулканогенные породы с прослоями глин, известняков и мергелей. Возраст определен по остаткам фауны (рыбы, эстерии, острокоды), растительным остаткам. Мощность отложений 4500м [6].

**Каменноугольная система (C)**.В составе карбона в пределах изучаемой территории установлены нижний и средний отделы.

**Нижний отдел (C1)** распространен на юге описываемой территории. Отложениякарбона с несогласием залегают на породах верхнего девона. Отложения нижнего карбона представлены глинами с прослоями и линзами песчаников, известняков, мергелей, песков и редких прослоев угля. В отложениях отдела встречаются обильные остатки остракод, фораминифер, брахиопод, гониатитов, серпул, рыб и споры растений. Мощность нижнего карбона в пределах изучаемой территории колеблется от нуля до нескольких десятков метров на соляных куполах, до 350 м в межкупольных зонах.

**Средний отдел (C2)**. Отложенияраспространены на юге рассматриваемой территории. Отложения среднего отдела с несогласием залегают на породах нижнего отдела и несогласно перекрываются отложениями нижней перми. Литолого-петрографический состав: отложения представлены в нижней части глинами с прослоями песков, алевритов, известняков, углистых глин и бурых углей. В верхней части разреза отложения представлены переслаиванием глин, алевролитов, песков и песчаников с немногочисленными прослоями известняков. В отложениях отдела встречаются многочисленнее остатки фораминифер, конодонтов, кораллов и брахиопод. Мощность 80 м.

**Пермская система (P)** распространена на юге описываемой территории. Пермские породы несогласно залегают на породах карбона и девона. В их составе выделены оба отдела [6].

**Нижний отдел (P1)**.Отложения нижнего отдела выделены только на юге рассматриваемой территории, где они залегают несогласно на поверхности каменноугольных и девонских отложений, они представлены переслаиванием пестроцветных глин, мергелей, известняков, доломитов, ангидритов, гипсов, разнозернистых песчаников с прослойками калийной и каменной соли. Обоснование возраста: форамениферы, острокоды. Мощность отложений около 160 м.

**Верхний отдел (P2)**. На юге рассматриваемой территории отложения верхней перми залегают несогласно на породах нижней перми и несогласно перекрываются отложениями нижнего триаса. Отложения отдела сложены глинами красно–бурого и буровато–коричневого цвета с белесыми пятнами. В породах обнаружены только единичные остракоды, харовые водоросли, ходы червей. Мощность отдела 200 м.

**Мезозой(MZ)** представлен отложениями триасовой, юрской и меловой системы.

**Триасовая система (T)** представлена всеми тремя отделами.

**Нижний отдел (T1)** распространён на юге территории и залегает несогласно на верхнепермских отложениях. Отдел сложен в нижней части красноцветными песками и песчаниками. В верхней части – главным образом, известковистыми глинами с прослоями песков, песчаников и мергелей. По всему разрезу в породах обнаружены ракообразные, остракоды, остатки рыб, спор, пыльцы и харовых водорослей раннетриасового возраста. Мощность отложений отдела около 200м [6].

**Средний отдел (T2)** несогласно залегает на породах нижнего отдела. Сложен глинами, известняками, с прослоями песчаников, гравелитов и алевролитов. В породах отдела найдены разнообразные харовые водоросли, характерные для среднего триаса. Мощность отложений 140 м.

**Верхний отдел (T3)** Отдел распространен главным образом, в южной части рассматриваемой территории. Залегает несогласно на отложениях (T2) и перекрыт с несогласием отложениями средней юры. Отдел сложен зеленовато–серыми, реже темно-серыми глинами, иногда карбонатными, слоистыми с растительными остатками и тонкими прослоями угля. Среди глин встречаются прослои белого кварцевого песка. Обоснование возраста: миоспоры. Мощность от 5 до 30 метров.

**Юрская система (J)** представлена средним и верхним отделами. Отложения распространены повсеместно [6].

**Средний отдел (J2)** юрской системы залегает несогласно на отложениях триаса или девона, а перекрывается согласно породами юры. Отложения отдела представлены песками, песчаниками, алевритами и глинами с пластами бурых углей. В верхней части разреза отдела преобладают известняки и мергели. Глины из верхней части разреза содержат остатки фораминифер и изредка аммонитов. Средняя мощность отложений этого возраста составляет 40-50 м.

**Верхний отдел (J3)** Породы распространены повсеместно. Отложения верхнего отдела юрской системы залегают согласно на отложениях (J2) и перекрывается с несогласием нижним отделом меловой системы. Отложения отдела представлены известняками, мергелями и известковыми глинами. Возраст этих пород установлен по аммонитам и фораминиферам. Мощность отдела составляет 40 м [3].

**Меловая систем (K)** распространена на всей описываемой территории и представлена нижним и верхним отделами.

**Нижний отдел (K1)**. Отложения залегают несогласно и распространены на всей исследуемой территории. Отложения отдела в нижней части разреза представлены глинами с прослоями и линзами мелкозернистого песка, алевритов. В верхней части разрез представлен однообразными по всей площади распространения глауконито-кварцевыми мелкозернистыми песками, в нижней части почти черными, иногда с прослоями песчаников алевритов и глин. Граница между нижним мелом и подстилающими юрскими породами устанавливалась по фораминиферам. Мощность 35-45 м.

**Верхний отдел (K2)**. Породы верхнего мела сплошным чехлом покрывают всю территорию исследования и залегают согласно на отложениях нижнего мела. Литолого-петрографический состав: глинистый мел, мергель, песчаники, алевриты. Возраст отложений определен по фораминиферам. Мощность меловых отложений до 150 м.

**Кайнозой (KZ)** представлен отложениями палеогена, неогена и антропогена [6].

**Палеогеновая система (P)** широко развита в пределах исследуемой территории. В ее составе выделены все три отдела. Палеогеновые породы с несогласием залегают на породах верхнего мела [3].

**Палеоцен (P1)**. Отложения распространены на большей части территории. Залегают отложения палеоцена с несогласием на породах верхнего мела. Отдел сложен главным образом светло–серыми опоковидными алевролитами, которые иногда переходят в опоки, с прослоями серых или темно–серых опоковидных глин, песчаников с опаловым цементом, глауконито–кварцевых песков с включением мелкой гальки и гравия из фосфоритов и кремней. Обоснование возраста:спорово-пыльцевой комплекс, характерный для палеоцена. Мощность отдела до 30 м.

**Эоцен** **(P2)**. Отложения распространены на большей части территории и залегают согласно на породах палеоцена. Эоцен сложен разнозернистыми глауконито–кварцевыми и кварцевыми песками, песчаниками и алевритами. Возраст отложений определен анализом спорово-пыльцевых комплексов. Мощность отложений составляет 55 м.

**Олигоцен** **(P3)**. Отложения олигоцена залегают несогласно на отложениях эоцена и несогласно перекрываются отложениями миоцена. В составе отдела преобладают пески серые, темно–серые, часто углистые, алевриты и глины с прослоями бурых углей. Возраст олигоценовых отложений установлен анализами спорово-пыльцевых комплексов, характерных для позднего олигоцена. Мощность составляет 25 м.

**Неогеновая система (N)**. На территории Беларуси развиты оба отдела этой системы – миоценовый и плиоценовый [3].

**Миоцен (N1)**. Отложения миоцена распространены на небольших участках исследуемой территории и залегают несогласно на отложениях олигоцена. Породы представлены каолиновыми глинами, алевритами и углистыми песками. В породах миоцена найден спорово-пыльцевой комплекс, характерный для верхнего миоцена. Мощность составляет 25 м.

**Плиоцен (N2)**. Отложения плиоцена распространены в тех же районах, что и миоценовые отложения. Отдел залегает несогласно на отложениях миоцена. Плиоценовые отложения представлены аллювиальными и озерно-аллювиальными песками, алевритами, глинами и мергелями. В породах этого горизонта собран спорово–пыльцевой комплекс, характерный для плиоцена. Мощность 20 м.

**Антропоген**. Четвертичные отложения повсеместно распространены на территории района следования, сплошным чехлом покрывая образования более древних геологических систем. Мощность отложений колеблется в весьма значительных пределах и составляет от нескольких до 120 м и более. Антропоген представлен в объеме плейстоцена и голоцена.

**Плейстоцен (Q1-3)**.Среди образований плейстоцена можно выделить два существенно отличающихся комплекса образований: ледниковые и межледниковые. Ледниковые образования в свою очередь представлены собственно моренами и водно-ледниковыми образованиями. Моренные образования представлены валунными супесями с многочисленными линзами и гнездами разнозернистых песков, гравийно–галечного материала, глин и суглинков, реже валунными суглинками и глинами. Водно-ледниковые образования представлены песками разнозернистыми, чаще мелкозернистые, в различной степени глинистыми, иногда слабо–пылеватыми, с гнездами, линзами и прослоями тонких супесей, суглинков и глин, песчано–гравийного и гравийно–галечного материала. Подчиненное алевриты, суглинки, глины ленточные, песчано–гравийно–галечный материал.Межледниковые образования представлены аллювиальными и озерными песками, супесями, суглинками, глинами в различной степени гумусированными, а также мергелями, карбонатными гиттиями, сапропелитами, торфами, диатомитами. Мощность около 50 м.

**Голоцен (Q4)**. В течение голоцена в пределах района исследования накапливались аллювиальные, озерные, озерно–аллювиальные, болотные, эоловые, пролювиальные, делювиальные, коллювиальные и другие отложения. Наиболее распространенными из них являются аллювиальные, озерные и болотные аккумуляции. Они представлены разнозернистыми песками, супесями, суглинками, глинами, сапропелями и торфами. Мощность отложений голоцена может достигать 15-20 м и более [3].

**2.2 Тектоника. Неотектоника**

Исследуемая территория располагается в пределах Припятского прогиба(структура Ι порядка). Припятский прогиб расположен в пределах Русской плиты Восточно-Европейской платформы и относится к Припятско-Донецкому авлакогену, являющемуся составной частью Сарматско-Туранского линеамента. Припятский прогиб занимает юго-восточную часть Беларуси. Он протягивается в запад–северо–западном направлении на 280 км при ширине 150 км. От Украинского щита на юге он отделён Южно–Припятским краевым разломом, который представляет собой зону сбросов с общей амплитудой по поверхности фундамента в 2-4 км. Северной границей прогиба служит Северо–Припятский разлом, представляющий собой ряд кулисообразно расположенных сбросов с общей амплитудой в 2–3,5 км. На западе прогиб отделён Полесской седловиной от Брестской впадины, на востоке – Брагинско–Лоевской седловиной от Днепрово–Донецкого прогиба и Жлобинской седловиной от Оршанской впадины [5].

Тектоническое строение прогиба сложное. Системой разломов мантийного и корового заложения он расчленяется на ряд крупных блоков – моноклиналей (ступеней), имеющих в основном субширотное простирание. При этом подсолевой комплекс пород характеризуется преимущественно блоковым строением, для межсолевых отложений характерно пликативно-блоковое, а для надсолевых образований в основном – пликативное [4].

Припятский прогиб представляет собой палеорифт. В его пределах выделяются две структуры II порядка: Северная зона ступеней и Внутренний грабен, разделённые глубинным, проникающим в мантию Червонослободско–Малодушинским разломом. Эти тектонические элементы подразделяются субрегиональными разломами мантийного заложения в Северной зоне и корового заложения во Внутреннем грабене на структуры III порядка. Описываемая территория относится к Северной зоне ступеней (Речицко-Шатилковской ступени).

В пределах Северной зоны Речицко–Вишанский разлом мантийного заложения разделяет Речицко–Шатилковскую и Червонослободско–Малодушинскую ступени с северным наклоном поверхности фундамента и доверхнесолевых отложений в их пределах. На западе они замыкаются Старобинской центриклинальной депрессией. Речицко–Шатилковская ступень на севере ограничена Северо–Припятским краевым разломом. Южнее этого разлома и параллельно ему протягивается Глусско–Березинский коровый разлом [6].

Между ними протягивается северная зона бортовых уступов, осложняющая северную часть Речицко–Шатилковской ступени и образующая Березинскую зону приразломных поднятий. Она протягивается с запада на восток более чем на 150 км при ширине 3-8 км. В средней части ступени выделяется ориентированный в субширотном направлении Оземлинско-Первомайский разлом-спутник. В южной части этой ступени несколькими субпараллельными разломами сформированы Борисовско–Дроздовская и Речицко–Вишанская зоны приразломных поднятий, которые выделяются как структуры четвертого порядка.

На рассматриваемой территории находятся разломы: Северо-Припятский суперрегиональные разлом формировавшийся в позднем девоне; Лоевский региональный разлом, формировавшийся в позднем девоне; Глусско-Березинский, Оземлинско-Первомайский, Речицко-Вишанский сопутствующий субрегиональные разломы, активно развивавшиеся в позднедевонское время.

К неотектоническому этапу геологического развития территории Беларуси относится интервал времени с позднего олигоцена до наших дней продолжительностью около 30—32 миллионов лет. Начало неотектонического этапа совпадает с важным палеогеографическим рубежом — исчезновением на площади региона последнего (раннеолигоценового харьковского) морского водоема и окончательным установлением здесь в позднем олигоцене (хатт) континентальных условий. Изобары суммарной неотектонической деформации составляют 100 м. Изучаемая территория расположена в пределах структуры первого порядка - Балтийско-Белорусской синеклизы, структуре второго порядка – Латвийско-Эстонской моноклинали и структуре третьего порядка – Березинскому структурному заливу. Выявленная сеть активных зон является постоянной. Явно просматриваются диагональные и ортогональные направления, причем первые выражены отчетливее [6].

**2.3 Гидрогеология**

Подземные вода представлены тремя крупными классами: пресными (минерализация до 1,0 г/л), солоноватыми и солеными водами ( от 1 до 35 г/л), а также высокоминерализованными рассолами ( свыше 35 г/л). В общих чертах распространение вод этих классов коррелирует с гидродинамическими зонами, которые выделяются в гидрогеологическом разрезе: а)зона активного водообмена, содержащая, в основном, пресные гидрокарбонатные воды с различным сочетанием катионов и находящаяся в условиях воздействия поверхностных факторов; б)зона затрудненного водообмена, представлена водами умеренной минерализации и разного химического состава; в)зона застойного водного режима, характеризующаяся водными растворами высокой минерализации, имеющими хлоридный состав с широкими вариациями концентраций катионов.

Рассматриваемая территория относится к зоне затрудненного водообмена [6].

Зона затрудненного водообмена представлена водами умеренной минерализации разного химического состава (преимущественно хлоридными, сульфатными сульфатно-хлоридными).

Припятский гидрогеологический бассейн расположен на юго-востоке республики и пространственно совпадает с Припятским прогибом. Мощность осадочных пород в пределах бассейна наибольшая – до 6200м.

Верхнепротерозойские отложения залегают на кристаллическом основании, при этом глубина залегания последнего варьирует от 2 – 200 м в пределах Микашевичско-Житковичского выступа до 5800 – 6200 м в Ельском грабене и на Малодушинско-Червонослободской ступени.

С верхнепротерозойскими отложениями связаны высокоминерализованные рассолы (200 – 465 г/л). В соответсвии минерализацией их состав изменяется от хлоридного натриевого до хлоридного кальциево-магниевого. Подземные рассолы высоконапорные, статические уровни устанавливаются на глубинах от 170 до 1375 м, при этом напор относительно интервалов опробывания может составлять 1750-3820 м.Водообильность верхнепротерозойского комплекса варьирует от нулевой до 660 м3/сут при понижении 30 – 700 м. В отдельных случаях при испытании скважин получены притоки рассолов до 800 - 330м3/сут.

Верхний гидрогеологический этаж охватывает мезокайнозойские, пермские, каменноугольные надсолевые девонские отложения, в разрезе которых в зависимости от характера и природы создания напоров подземных вод выделяются гидродинамические системы грунтовых вод, квазиартезианская и квазиэлизионная [8].

Нижний гидрогеологический этаж объединяет в своем составе подсолевой и межсолевой рассолоносные комплексы, водоупорные нижнюю и верхнюю соленосные толщи. Нижний этаж по своей природе является деградировавшим элизионно-термогидродинамическим бассейном.

**3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЙ**

**3.1 Общие сведения о месторождении**

Дубровское нефтяное месторождение открыто объединением "Белоруснефть" в 1979 году. Приурочено к склону Шатилковской ступени Припятского прогиба и расположено в Речицком районе Гомельской области Республики Беларусь.

В орографическом отношении территория представляет собой всхолмленную равнину, слегка наклоненную в сторону реки Днепр. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах +120м - +162м. Гидрографическая сеть развита слабо. Самая крупная ближайшая река – Днепр и ее притоки. Широко развита сеть мелиоративных каналов и небольших водоемов.

Климат района умеренно-континентальный. Среднегодовая температура +7\*С. Средняя температура января -4\*С, июля+15\*С. Среднегодовое количество осадков 550-650 мм.

В экономическом отношении район сельскохозяйственный. Развито животноводство, льноводство, садоводство, овощеводство.

Промышленность развита в ближайших городах, где имеются предприятия пищевой, машиностроительной, металлообрабатывающей, легкой, химической и нефтедобывающей промышленности.

Из полезных ископаемых местного значения имеются строительные пески, глины и торф. С января 1980 года месторождение находится в опытно-промышленной эксплуатации. Эксплуатируются две залежи.

Сбор и транспортировка нефти осуществляется по герметизированной системе через узел подготовки нефти. Попутный газ утилизируется на Белорусском ГПЗ в городе Речица [9].

**3.2 Тектоника**

Дубровская структура расположена между Речицко-Вишанской и Первомайской зонами поднятий, в свою очередь относящихся к Северной тектонической зоне Припятского прогиба [5].

По поверхности подсолевых отложений Дубровская площадь представляет собой моноклинальный блок клинообразной формы, ограниченный с юго-запада и юго-востока нарушениями сбросового типа.

По сейсмическим данным амплитуда регионального юго-западного нарушения составляет 150-200 метров. Скв. 30 вскрыла подсолевые отложения промежуточного блока сбросовой системы. Амплитуда сброса составляет 65 метров.

Поднятие характеризуется моноклинальным залеганием пород с общим падением в северо-восточном направлении, угол падения составляет в среднем 50.

По поверхности межсолевых отложений Дубровская площадь представляет собой брахиантиклиналь, осложненную с юго-запада и юго-востока разломами, прослеживающимися из подсолевых отложений, со значительно меньшей амплитудой (30-70 метров). Размеры брахиантиклинали в пределах изогипсы – 2800 метров составляют 2700x2300 метров [9].

Поверхность внутрисолевого пласта "Широкий" представляет собой небольшое локальное поднятие, южный склон которого осложнен рядом синклиналей и антиклиналей небольшой амплитуды, порядка 40-80 метров. Залежи нефти приурочены в основном к мульде между синклиналями и антиклиналями и является литологически ограниченной [10].

Поверхность елецкого резервуара в целом согласна с поверхностью горизонта, но характеризуется более резко выраженными деталями. Так, юго-восточный склон биогермного массива крутой с отчетливой границей отсутствия коллекторов. Северо-западный склон - вытянутый и раздвоенный, свод биогерма и поверхность елецких отложений в плане совпадают. Северо-восточный склон, также как юго-восточный, крутой, и в его пределах довольно резко исчезает биогерм и, соответственно, отсутствуют коллекторы. Таким образом, характер развития и строения межсолевых отложений Дубровского поднятия представляет собой практически классический тип органогенной постройки.

Согласно варианту, принятому в этой же работе, Дубровская подсолевая структура имеет блоковое строение. Так, по поверхности семилукского горизонта структура представлена системой блоков, разделенных небольшой амплитуды сбросами северо-западного падения.

**3.3 Стратиграфия и литология**

В геологическом строении Дубровского месторождения принимают участие архейско-протерозойские породы кристаллического фундамента и осадочные образования верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

Относительно региональных соленосных отложений в осадочном чехле выделяются ряд толщ: подсолевая терригенная; подсолевая карбонатная; нижняя соленосная; межсолевая; верхняя соленосная; надсолевая [9].

Породы кристаллического фундамента вскрыты скв.1 и представлены гнейсами, гранодиоритами, гранито – гнейсами. Вскрытая толщина 2 метра.

Подсолевая терригенная толща сложена отложениями верхнего протерозоя, среднего девона и ланским горизонтом верхнего отдела девонскй системы палеозойской эратемы. Литологически отложения представлены песчаниками, алевролитами, глинами. Вскрытая толщина подсолевых терригенных отложений в скв.1 – 371 метр.

Подсолевая карбонатная толща включает в себя отложения саргаевского, семилукского, речицкого, воронежского и нижнюю часть евлановского (кустовницкие слои) горизонта и представлены доломитами, известняками, маргелями с прослоями ангидритов, глин. Нефтенасыщенными являются породы саргаевского и семилукского горизонтов.

Осадки саргаевского горизонта согласно залегают на поверхности ланских отложений, вскрыт скв. 1, 5, 6, 7, 9, 13, 16, 28, 29, 30, 36, 37. Толщина горизонта изменяется от 36 метров скв. 16 до 46 метров скв. 36 .

Отложения семилукского горизонта залегают согласно на саргаевских породах, вскрыты скв.1, 5, 6, 7, 9, 13, 16, 28, 29, 30, 36, 37. Толщина пород варьирует от 18,5 метров (скв. 36) до 27 метров (скв. 7).

Нижнесоленосная толща представлена образованиями евланского (анисимовские слои) и ливенского горизонтов. Литологически толща сложена каменной солью с включениями и прослоями глин, мергелей, известняков, ангидритов и доломитов. Толщина нижнесолевой толщи варьирует от 342 метров скв. 36 до 552 метров скв.13.

Межсолевая толща включает отложения домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов фаменского яруса верхнего отдела девонской системы. Разрез сложен преимущественно карбонатными породами: доломитами, известняками и мергелями. Толщина межсолевой толщи 182-579 метров [10].

С отложениями елецкого и задонского горизонта связана промышленная нефтеносность месторождения. Породы елецкого горизонта несогласно залегают на задонских и вскрыты почти во всех скважинах. Вскрытая толщина изменяется от 45 метров скв.9 до 265 метров скв.4.

Отложения задонского горизонта несогласно залегают на домановичских отложениях и вскрыты в скв. 1 – 2, 4 – 10, 12, 13, 16, 18, 24, 28 – 30, 36, 37. Литологически разрез задонского горизонта представлен известняками доломитистыми, серыми, органогенными, плотными, тонкослоистыми с микровыпотами темно-коричневой нефти по микротрещинам. Реже – доломитами коричневато-серыми, плотными, кавернозными, средней крепости. Толщина отложений варьирует от 111 метров (скв.1) до 187 метров (скв.13).

Верхняя соленосная галитовая подтолща в составе лебедянского и найдовских слоев оресского горизонта несогласно перекрывает межсолевые отложения и представлена каменной солью с прослоями мергелей, доломитов, известняков, ангидритов [10].

Нефтеносность связана с внутресолевым прослоем (репер-пласт "Широкий") известняков ангидритизированных светло-серых, плотных, перемятых с трещинами произвольного ориентирования.

Общая толщина верхней соленосной галитовой подтолщи от 607 метров (скв. 30) до 808 метров (скв. 12).

Верхнесоленосная глинисто-галитовая подтолща представлена образованиями оресского, стрешинского и нижнеполесского горизонтов. Сложена каменной солью, которая переслаивается с мергелями, глинами, реже доломитами, ангидритами. Толщина отложений изменяется от 784 метров (скв. 24) до 1257 метров (скв. 18).

Надсолевая толща, включающая верхнюю часть полесского горизонта фаменского яруса верхнедевонской системы, каменноугольную и пермскую системы палеозойской группы, мезозойскую группу (триасовая, юрская, меловая системы) и кайнозойскую группу (палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы), сложена глинами, мергелями с прослоями известняков, доломитов, алевролитов, песков и песчаников.

Общая толщина надсолевых отложений изменяется от 979 метров (скв. 4) до 1418 метров (скв. 24).

**3.4 Нефтегазоносность**

Дубровское месторождение открыто РУП "ПО "Белоруснефть" в 1979 году. В пробной эксплуатации находится с 1980 г., в промышленной разработке – с июля 1985 г [10].

## На данный момент разработка Дубровского месторождения ведется согласно "Дополнения к проекту разработки Дубровского месторождения", составленного в 2001 году.

Объектами разработки являются залежи нефти елецко-задонского, семилукского и лебедянского горизонтов. На данный момент в разработке находятся две залежи нефти: елецко-задонская и семилукская.

Промышленная нефтеносность Дубровского месторождения связана с карбонатными коллекторами задонско-елецкого и семилукского горизонтов. Также получены притоки нефти из внутрисолевого прослоя лебедянского горизонта и саргаевских отложений.

Задонско-елецкая залежь нефти вскрыта скважинами 2 – 4, 6 – 8, 15, 17, 20 – 27, 31, 33 – 35, 38, 39.

Залежь нефти массивная, сводовая, тектонически ограниченная с юга, запада и востока. На севере залежь ограничена положением водонефтяного контакта. Размеры залежи: 2,85 x 2,5 км, высота 130 метров.

Нефтенасыщенные толщины, выделенные по ГИС, варьируют в пределах от 4,4 метров (скв.4) до 76,4 метров (скв.26).

Коллекторами нефти задонско-елецкой залежи являются преимущественно известняки кавернозные, трещиноватые, в меньшей степени доломиты. Тип коллектора порово-каверново-трещинный. Согласно подсчету запасов для елецкой залежи абсолютная отметка ВНК является – 2873 метра.

Семилукская залежь нефти вскрыта скважинами 1, 5 – 7, 9, 16, 28, 29, 36, 37.

Залежь нефти пластовая, тектонически экранированная с юга и с востока, с севера – ограничена контуром нефтеносности.

Размеры залежи: ширина 1,05 км, длина 2,3 км, высота 115 м [10].

Нефтенасыщенные толщины, выделенные по ГИС, составили: в скв. 1 – 12,4 м , 5 – 14,0 м, 28 – 8,6 м, 29 – 8,6 м, 36 – 12,8 м, 37 – 13,8 м.

Коллекторами нефти являются кавернозные, пористые, трещиноватые доломиты. Тип коллектора – каверново-порово-трещинный.

Согласно подсчету запасов, для семилукской залежи утверждена следующая отметка воднонефтяного контакта(ВНК) – 3735 метров.

Отложения саргаевского горизонта в границах месторождения вскрыты скв.1, 5 – 7, 9, 28 – 30, 36, 37.

В процессе бурения саргаевские отложения были испытаны в скв. 1, 7, 28, 29, 30 – притоков не получено.

В скв. 5 при совместном испытании в колонне семилукских и саргаевских отложений из интервала 3857-3864 метра (3684—3691 метра) получен приток нефти дебитом 5,9 м3/сут.

Нефтенасыщенная толщина по ГИС в скв. 5 составляет 8,4 метра.

Залежь нефти пластовая, тектонически экранированная с юга и востока. На севере-зоной литологического замещения, условно установленной на середине расстояния между приточной скв.5 и бесприточными скв. 28, 29, 37. Размеры залежи: длина 750 метров, ширина 500 метров, высота 50 метров.

Коллекторами нефти являются доломиты кавернозные, трещиноватые.

Внутрисолевые отложения испытаны в открытом стволе в скв. 1, 3, 12, 21, 24, 25, 27, 31, 38. Приток получен только в скв. 27 из нижнего пласта – глинистый раствор с нефтью дебитом 140,7 м3/сут.

При бурении скв. 32 произошло интенсивное нефтепроявление из внутрисолевого прослоя (нефть отбиралась в коллектор).

Внутрисолевая залежь состоит из двух пластов – нижнего и верхнего, сложенных известняками ангидритизированными с трещинами и кавернами. Залежь приурочена к нескольким участкам распространения коллекторов, имеющих изометрическую форму. По нижнему пласту выделено одно поле, по верхнему – три. Границы полей проведены на серединах расстояний между скважинами, вскрывшими и невскрывшими коллекторы [10].

Размеры залежей составляют:

Верхний пласт: 1 поле – 1,4 х 0,70 х 0,010 км;

2 поле – 0,4 х 0,25 х 0,007 км;

3 поле – 0,5 х 0,25 х 0,007 км;

Нижний пласт: 0,75 х 0,30 х 0,017 км.

Тип коллектора – каверново-порово-трещинный.

По данным ГИС нефтенасыщенные толщины составили: нижний пласт – в скв. 27 – 30,2 метра; 28 – 3,4 метра; верхний пласт – в скв. 3 – 4,0 метра; 6 – 9,4 метра; 26 – 6,6 метра; 27 – 25,6 метра; 28 – 8,8 метра; 34 – 3,0 метра; 8 – 10,4 метра; 21 – 3,0 метра; 7 – 6,4 метра; 33 – 7,2 метра.

По геофизическим данным среднее значение пористости равно 7%, нефтенасыщенности – 76%.

**3.5 Геологическая характеристика района исследований**

Дубровская структура расположена между Речицко-Вишанской и Первомайской зонами поднятий, в свою очередь относящихся к Северной тектонической зоне Припятского прогиба.

В геологическом строении Дубровского месторождения принимают участие архейско-протерозойские породы кристаллического фундамента и осадочные образования верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя.

Относительно региональных соленосных отложений в осадочном чехле выделяются ряд толщ: подсолевая терригенная; подсолевая карбонатная; нижняя соленосная; межсолевая; верхняя соленосная; надсолевая.

Породы кристаллического фундамента вскрыты скв.1 и представлены гнейсами, гранодиоритами, гранито – гнейсами. Вскрытая толщина 2 метра.

Подсолевая терригенная толща сложена отложениями верхнего протерозоя, среднего девона и ланским горизонтом верхнего отдела девонскй систнмы палеозойской эратемы. Литологически отложения представлены песчаниками, алевролитами, глинами. Вскрытая толщина подсолевых терригенных отложений в скв.1 – 371 метр [9].

Подсолевая карбонатная толща включает в себя саргаевский, семилукский, речицкий, воронежский и нижнюю часть евлановского (кустовницкие слои) горизонта и представлены доломитами, известняками, маргелями с прослоями ангидритов, глин. Нефтенасыщенными являются породы саргаевского и семилукского горизонтов.

Осадки саргаевского горизонта согласно залегают на поверхности ланских отложений, вскрыт скв.1,5,6,7,9,13,16,28,29,30,36,37. Толщина горизонта изменяется от 36 метров скв. 16 до 46 метров скв. 36 .

Отложения семилукского горизонта залегают согласно на саргаевских породах, вскрыты скв.1,5,6,7,9,13,16,28,29,30,36,37. Толщина пород варьирует от 18,5 метров скв.36 до 27 метров скв. 7.

Нижнесоленосная толща представлена евланским (анисимовские слои) и ливенским горизонтами. Литологически толща сложена каменной солью с включениями и прослоями глин, маргелей, известняков, ангидритов и доломитов. Толщина нижнесолевой толщи варьирует от 342 метров скв. 36 до 552 метров скв.13.

Межсолевая толща включает отложения домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов фаменского яруса верхнего отдела девонской системы. Разрез сложен преимущественно карбонатными породами: доломитами, известняками и маргелями. Толщина межсолевой толщи 182-579 метров [9].

С отложениями елецкого и задонского горизонта связана промышленная нефтеносность месторождения. Породы елецкого горизонта несогласно залегают на задонских и вскрыты почти во всех скважинах. Вскрытая толщина изменяется от 45 метров скв.9 до 265 метров скв.4.

Отложения задонского горизонта несогласно залегают на домановичских отложениях и вскрыты в скв.1-2,4-10,12,13,16,18,24,28-30,36,37. Литологически разрез задонского горизонта представлен известняками доломитистыми, серыми, органогенными, плотными, тонкослоистыми с микровыпотами темно-коричневой нефти по микротрещинам. Реже доломитами коричневато-серыми, плотными, кавернозными, средней крепости. Толщина отложений варьирует от 111 метров скв.1 до 187 метров скв.13.

Верхняя соленосная галитовая подтолща в составе лебедянского и найдовских слоев оресского горизонта несогласно перекрывает межсолевые отложения и представлена каменной солью с прослоями маргелей, доломитов, известняков, ангидритов [9].

Нефтеносность связана с внутресолевым прослоем (репер-пласт "Широкий") известняков ангидритизированных светло-серых, плотных, перемятых с трещинами произвольного ориентирования.

Общая толщина верхней соленосной галитовой подтолщи от 607 метров скв.30 до 808 метров скв.12.

Верхнесоленосная глинисто – галитовая подтолща представлена оресским, стрешинским и нижнеполесским горизонтами. Сложена каменной солью, которая переслаивается с маргелями, глинами, реже доломитами, ангидритами. Толщина отложений изменяется от 784 метров скв.24 до 1257 метров скв.18.

Надсолевая толща, включающая верхнюю часть полесского горизонта фамеиского яруса верхнедевонской системы, каменноугольную и пермскую системы палеозойской группы, мезозойскую группу (триасовая, юрская, меловая системы) и кайнозойскую группу (палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы), сложена глинами, маргелями с прослоями известняков, доломитов, алевролитов, песков и песчаников [10].

Общая толщина надсолевых отложений изменяется от 979 метров скв.4 до 1418 метров скв. 24.

По поверхности подсолевых отложений Дубровская площадь представляет собой моноклинальный блок клинообразной формы, ограниченный с юго-запода и юго-востока нарушениями сбросового типа.

По сейсмическим данным амплитуда регионального юго-заподного нарушения составляет 150-200 метров. Скв.30 вскрыла подсолевые отложения промежуточного блока сбросовой системы. Амплитуда сброса составляет 65 метров.

Поднятие характеризуется моноклинальным залеганием пород с общим падением в северо-восточном направлении, угол падения составляет в среднем 5\*.

По поверхности межсолевых отложений Дубровская площадь представляет собой брахиантиклиналь, осложненную с юго- запада и юго-востока разломами, прослеживающимися из подсодевых отложений,со значительно меньшей амплитудой (30-70 метров). Размеры брахиантиклинали в пределах изогипсы-2800 метров составляют 2700Х2300 метров.

Поверхность внутрисолевого пласта "Широкий" представляет собой небольшое локальное поднятие, южный склон которого осложнен рядом синклиналей и антиклиналей небольшой амплитуды, порядка 40-80 метров. Залежи нефти приурочены в основном к мульде между синклиналями и антиклиналями и является литологически ограниченной.

Кроме утвержденного варианта, имеется вариант геологического строения, изложенный в работе "Детальная корреляция и строение межсолевых отложений Дубровского месторождения" (автор: П.М.Захаров и др,1997) .

По мнению авторов работы "Детальная корреляция и строение межсолевых отложений Дубровского месторождения" поверхность елецкого резервуара в целом согласна с поверхностью горизонта, но характерезуется более резко выраженными деталями. Так, юго-восточный склон биогермного массива крутой с отчетливой границей отсутствия коллекторов. Северо-западный склон - вытянутый и раздвоенный, свод биогерма и поверхность елецких отложений в плане совпадают. Северо-восточный склон, также как юго-восточный, крутой, и в его пределах довольно резко исчезает биогерм и, соответственно, отсутствуют коллекторы. Таким образом, характер развития и строения межсолевых отложений Дубровского поднятия представляет собой практически классический тип органогенной постройки.

Согласно варианту, принятому в этой же работе, Дубровская подсолевая структура имеет блоковое строение. Так, по поверхности семилукского горизонта структура представлена системой блоков, разделенных небольшой амплитуды сбросами северо-западного падения [10].

**4. МЕТОДЫ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

В скважинах, бурящихся на нефть и газ, принят комплекс промыслово-геофизических исследований, позволяющий производить литолого-стратиграфическое расчленение разреза, выделять породы-коллекторы, а также определять характер их насыщения.

Среди других задач, решаемых геофизическими методами, являются: определение пространственного месторасположения забоя скважины (инклинометрия), определение качества цементирования технических и эксплуатационных колонн (цементометрия), газовый каротаж, а также исследование по контролю за разработкой при эксплуатации нефтяных скважин [11].

Для литолого-стратиграфического расчленения разреза скважин применяется комплекс промыслово-геофизических исследований масштаба 1:500, включающий в себя радиоактивный каротаж (ГК+НГК), боковой каротаж, кавернометрию, акустический каротаж, индукционный каротаж и др. По отложениям перспективным в нефтегазоносном отношении выполняются детальные исследования масштаба 1:200, включающие в себя радиоактивные методы: РК (ГК+НГК), ГГК (плотностной), ННК (по надтепловым нейтронам), ИННК; акустический каротаж с получением кривой интервального времени ∆Т, а также электрические методы (ПС, КС, боковой и индукционный каротажи, микробоковой каротаж и БКЗ).

Под названием "электрический каротаж" объединяют геофизические методы исследования скважин, использующие дифференциацию горных пород по удельному электрическому сопротивлению (удельной электропроводности), электрохимическим свойствам и интенсивности протекающих в них электрохимических процессов. Электрический каротаж заключается в измерении электрических потенциалов и полей, характеризующих эти свойства, идентификации пластов по данным измерений и построении геологических разрезов скважин [11].

Электрические поля могут создаваться искусственно или возникать в скважинах "самопроизвольно", причем благодаря индивидуальным особенностям различных видов полей методы электрокаротажа отличаются исключительным многообразием. Для удобства к электрическому каротажу относят лишь методы расчленения пород по удельному сопротивлению, в которых поля образуются контактным путем, т.е. с помощью пропускания тока через электроды. К ним принадлежат каротаж по методу сопротивления с макро- и микрозондами, боковой каротаж, методы сопротивления заземления, токовый каротаж [12].

Методы, утилизирующие электрохимические свойства и связанные с ними электрохимические потенциалы и поля, в отличие от собственно электрических методов именуются электрохимическими. К методам этой группы, использующим естественные электрохимические явления и процессы, относятся методы самопроизвольной поляризации (ПС) и электродных потенциалов. Примерами электрохимических методов, основанных на изучении искусственных полей электрохимического происхождения, служат каротаж по методам вызванной поляризации (ВП) и потенциалов гальванических пар (МГП).

Задача метода КС состоит в выяснении связи между измеряемой разностью потенциалов и величиной ρ, установлении правил выделения пластов и определения их удельного электрического сопротивления.

Боковой каротаж наиболее выгоден для исследования разрезов скважин, сложенных породами высокого сопротивления, при сильной минерализации бурового раствора. С помощью БК в этих случаях можно лучше расчленить разрез и получить более точные данные об удельном сопротивлении пород, чем это удается сделать при проведении КС с любыми обычными зондами [13].

Боковое электрическое зондирование, или боковое каротажное зондирование, заключается в исследовании разрезов скважин комплектом однотипных зондов КС разной длины с целью определения удельного сопротивления неизменной части пласта и параметров промежуточной зоны- её диаметра и удельного сопротивления. Различают боковое электрическое потенциал-зондирование и боковое электрическое градиент-зондирование.

При изучении разрезов нефтяных и газовых скважин каротаж по методу ПС используется для выделения пластов пористых, проницаемых песчаных и карбонатных пород, насыщенных как пресной, так и минерализованной водой. Совместное применение методов КС и ПС повышает надежность расчленения осадочных пород и оценки их коллекторских свойств. При геологической документации скважин в осадочных толщах каротаж ПС играет роль одного из ведущих методов.

К ядерно-геофизическим относятся методы исследования разрезов скважин, основанные на ядерных явлениях и процессах взаимодействия ядерных излучений с веществом [14].

Комплекс ядерно-геофизических исследований скважин включает большую группу методов: от гамма-каротажа и методов, основанных на применении радиоизотопных источников, до импульсного нейтронного каротажа с управляемыми генераторами нейтронов и ядерного магнитного резонанса. Благодаря разнообразию методических возможностей и практических приложений ядерно-геофизические методы каротажа представляют большую и самостоятельную область геофизических исследований скважин.

Ядерно-геофизические методы каротажа в основном объединены в две большие группы: гамма-методы, к которым относятся также методы, основанные на поглощении и испускании рентгеновских лучей, и нейтронные методы. Методы, сочетающие использование нейтронов и гамма-лучей, частично включены во вторую группу.

Гамма-каротаж (ГК) широко используется при поисках и разведке месторождений урана и тория, калийсодержащего сырья, а также ряда полезных ископаемых с аномально низким содержанием радиоактивных элементов. Практическое применение ГК весьма разнообразно и он дает богатый фактический материал для суждения о литолого-петрографических свойствах и вещественном составе различных геологических образований.

Метод гамма-гамма-каротажа (ГГК) основан на облучении горных пород гамма-квантами средней энергии (до 1-2 МэВ) и измерении рассеянного гамма-излучения. Наиболее благоприятные объекты для гамма-гамма-каротажа – месторождения железных руд. Углей и горючих сланцев, на которых плотностной и селективный каротаж может быть использован при разведочном бурении в качестве ведущего метода геологической документации разрезов скважин и количественной оценки полезных ископаемых при подсчете запасов.

Нейтронные методы. При облучении горных пород нейтронами эти частицы, лишены электрических зарядов, свободно проникают сквозь электронные оболочки и взаимодействуют непосредственно с ядрами атомов. Взаимодействие нейтронов с ядром управляется ядерными силами, которые проявляются при каждом столкновении нейтрона с ядром. Действие ядерных сил может привести к рассеянию и поглощению нейтронов, причём поглощение сопровождается разнообразными ядерными реакциями. Исследуя рассеяние и поглощение нейтронов, можно идентифицировать химические элементы, на ядрах которых протекают эти процессы, что и используется в нейтронных методах каротажа [15].

В зависимости от регистрируемого детектором излучения нейтронные методы каротажа можно подразделить на собственно нейтронные методы, в которых измеряется плотность потока нейтронов в горных породах, и нейтрон-гамма-методы, основанные на регистрации вторичного гамма-излучения. К первой группе принадлежит нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), с помощью которого определяют влажность горных пород и содержание в них элементов с аномально большими сечениями поглощения нейтронов. Ко второй группе относится нейтрон-гамма-каротаж (НГК). Задачи определения влажности и содержания нейтронопоглощающих элементов могут быть решены не только методом ННК, но и нейтрон-гамма-каротажем. НГК по сравнению с ННК обладает несколько большей глубинностью, что в ряде случаев имеет первостепенное значение.

К импульсным методам нейтронного каротажа (ИНК) относятся методы, основанные на исследовании временного распределения вторичного излучения, возникающего под действием пульсирующего источника нейтронов [16].

Существует несколько разновидностей ИНК. Наиболее широко применяется импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК). Метод ИННК позволяет производить литологическое расчленение разрезов скважин с выделением разновидностей горных пород и определением их характеристик.

Акустическим каротажем (АК) называют совокупность методов, основанных на изучении кинематических и динамических характеристик упругих волн, возбуждаемых в скважинах импульсным акустическим излучателем и регистрируемых на небольших расстояниях от него.

Методы акустического каротажа применяются в нефтяной, угольной, рудной геологии, а также при инженерно-геологических изысканиях для :

1)литологического расчленения разрезов скважин, оценки пористости, трещиноватости и кавернозности пород, характера насыщения пластов флюидами;

2) оценки технического состояния обсаженных и необсаженных скважин;

3) определение физико-механических свойств пород [17].

**5. МЕТОДИКА И АППАРАТУРА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В СКВАЖИНАХ**

Для исследования в скважинах применялся комплекс ГИС, предусмотренный для соответствующих условий вскрытия продуктивных отложений. Комплекс включает следующие геофизические исследования: боковой(БК), микробоковой(МБК), акустический(АК), радиоактивный (ГК, НГК) каротажи, кавернометрию и инклинометрию [18].

При необходимости уточнения характера насыщения и засолонения пород в качестве дополнительного проводился импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ИННКт). В опытном порядке для более детального изучения геологического строения, литологии и коллекторских свойств продуктивных интервалов в отдельных скважинах были выполнены компенсационный нейтронный каротаж (КНК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК), нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым (ННКнт) и тепловым (ННК-т) нейтронам.

Газовый каротаж, дефектометрия, термометрия, дебитометрия, профилеметрия, метод потенциалов собственной поляризации (ПС), индукционный каротаж (ИК) и отбор образцов проводился в ограниченном количестве скважин, контроль цементирования (АКЦ, ОЦК) – практически во всех скважинах [19].

Скважинные условия месторождения являются типичными для Припятского прогиба, поэтому геофизические исследования проводились по общепринятой для этой нефтеносной области методике.

В надсолевых отложениях исследования осуществляются перед спуском колонны обсадных труб методами БК, ГК, НГК, АК, кавернометрии и инклинометрии. Масштабы глубин 1:500.

Соленосные толщи исследуются вышеперечисленными методами в масштабе глубин 1:500 через 500-600 м проходки. В интервалах разреза с карбонатными пластами указанные исследования дублируются в масштабе глубин 1:200.

В межсолевых и подсолевых карбонатных отложениях, к которым приурочены основные продуктивные горизонты нефти в Припятском прогибе, исследования проводятся через 150-200 м проходки в масштабе глубин 1:500 методами БК, ГК, НГК, АК, кавернометрии. Детальные исследования в масштабе 1:200 включают БК, МБК, ГК, НГК, АК (по скорости и затуханию), кавернометрию.

В перспективных интервалах исследования в масштабе 1:200 включают БК, МБК, ГК, НГК, АК (по скорости и затуханию) и кавернометрию. Диаграммы ГК, НГК, АК выполняются единым замером с обязательным захватом пластов каменной соли или карбонатных образований для терригенных отложений, что позволяет контролировать качество диаграмм и достоверность градуировки измерительной аппаратуры [20].

В каждой скважине проводится замер кривизны инклинометром через 300 м проходки, точки замеров через 25 м.

Обязательный комплекс исследований в продуктивных интервалах осуществляется в минимальный срок после их вскрытия.

Стандартный каротаж зондом АО=4,25 м проводился в скважинах до 1979 г.

Замеры градиент-зондами АО=4,25 м (1:200) и АО=2,75 м (1:500) осуществлялись в скважинах Управления геологии.

Кривые сопротивлений (ρк) регистрировались в масштабе от 1 до 25 Ом\*м/см, при скорости записи до 2000 м/час.

В качестве измерительных приборов использовалась аппаратура КСП, Э-1, АБКТ [10].

Опыт работы показал, что в условиях разрезов с высокими удельными электрическими сопротивлениями, получаемые при проведении стандартного каротажа кажущиеся сопротивления искажены в результате экранного эффекта и не могут быть использованы не только для количественной, но и качественной интерпретации. Поэтому, начиная с 1979 года, этот вид исследований исключен из комплекса и в качестве стандартного каротажа принят трехэлектродный боковой каротаж.

Боковой каротаж в модификации трехэлектродного (БК–3) входит в обязательный комплекс ГИС при исследовании скважин, бурящихся на высокоминерализованном растворе, начиная с 1979 года. Этот вид исследований в условиях Припятского прогиба является основным методом определения удельного электрического сопротивления пород и связанного с ним параметра пласта – нефтенасыщенности [21].

Кривая сопротивлений (ρк) регистрировалась в масштабе 1-625 Ом\*м/см при скорости записи до 1800 м/час и в логарифмическом масштабе с модулем 4 см при скорости записи до 2500 м/час. Измерения осуществлялись аппаратурой К–3, АГАТ-ЭК\_МК, АБКТ и Э –1.

Ограничения метода состоят в занижении сопротивления пластов каменных солей, ангидритов и плотных карбонатов, обусловленные конструктивными особенностями аппаратуры. Кроме этого, метод не позволяет определить удельное электрическое сопротивление пласта при глубоком (>4.5 м) проникновении в него фильтрата бурового раствора.

Боковой микрокаротаж производится при детальных исследованиях продуктивных горизонтов. Кривые сопротивлений регистрируются в масштабах 1– 25 Ом\*м на 1см при скорости записи до 1000 м/час. Измерения осуществляются аппаратурой КМБК-3, МБК-1, Э-1, АГАТ, МБКУ [10].

Диаграммы бокового микрокаротажа используются в комплексе с диаграммами бокового каротажа при благоприятных условиях лишь для качественного выделения пластов-коллекторов. Что же касается количественных определений, то для этой цели данные бокового микрокаротажа не применяются, так как сопротивления плотных и нефтенасыщенных пластов значительно превышают верхний разрешающий предел (150–200 Ом\*м) регистрирующей аппаратуры.

Индукционный каротаж (ИК) проводится, как правило, для детальных исследований продуктивных интервалов в скважинах, вскрытых на непроводящей электрический ток промывочной жидкости. Измерения выполнялись аппаратурой АИК. Диаграммы ИК в комплексе с другими методами используются для качественной интерпретации [23].

Для количественных определений сопротивления пластов в условиях Припятского прогиба метод неприменим, так как удельное электрическое сопротивление подавляющего большинства нефтенасыщенных пластов находится в пределах от нескольких сотен до тысяч Ом метров, а в диапазоне ρк >50 Ом\*м аппаратура обладает низкой разрешающей способностью.

Гамма-каротаж является одним из основных видов исследований. Кривые естественной радиоактивности регистрировались в масштабах 0,5 – 1,0 мкР/час на 1 см. Скорость записи от 300 м/час до 400 м/час. Индикаторами служат сцинтилляционные счетчики с кристаллами йодистого натрия, активированного таллием, с размером кристалла 30\*30, 30\*40, 30\*70, 40\*40 мм. Измерения проводились аппаратурой ДРСТ – 1, ДРСТ – 3, СРК.

Качество диаграмм и разрешающая способность метода позволяют использовать кривые ГК для корреляции и литологического расчленения разрезов, а также определения глинистости пластов.

Нейтронный гамма-каротаж является методом, используемым для определения пористости пород. Размер зонда 60 см. В скважинах ПО "Белоруснефть" кривые НГК регистрировались в масштабах: 0,1-0,2 ст. ед. на 1 см (1:200), 0,1 – 0,6 ст. ед. на 1 см (1:500). В скважинах Управления геологии кривые НГК регистрировались в масштабах 0,1-0,2 усл. ед. на 1 см (1:200) и 0,4 усл. ед. на 1 см (1:500). Скорость записи от 300 до 400 м/час. Измерения проводились аппаратурой ДРСТ – 1, ДРСТ – 3, СРК. Индикаторами служат сцинтилляционные счетчики NaJ(Tl), с размером кристалла 30\*30, 30\*40, 40\*40 мм. В качестве излучателей использовались плутониево-бериллиевые источники мощностью 4,3–5,2\*106 n/с [10].

Поскольку нейтронный гамма-каротаж является одним из основных методов, используемых для определения пористости, то к этому методу предъявляются высокие требования в отношении качества и стандартизации.

Значения НГК (в имп/мин), получаемые в результате эталонировки для конкретного прибора с определенным источником нейтронов, используются при установке масштабов диаграмм в стандартных единицах.

Качество диаграмм и разрешающая способность метода позволяют использовать кривые НГК для корреляции и литологического расчленения разрезов скважин [24].

Кроме того, в условиях Припятского прогиба НГК является основным методом, применяемым для определения пористости пластов и выделения эффективных толщин.

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж применяется с июля 1978 года. Измерения выполнены аппаратурой ИГН – 7 при скорости регистрации до 400 м/час. Размер зонда 30 см. Масштаб записи кривых 75–9600 имп/мин, Тзад.=600–900 мкс, То=300 мкс.

Однако для времени проведения исследований характерно отсутствие отработанной методики и несовершенство применяемой измерительной аппаратуры, поэтому в настоящее время количественная интерпретация, имеющихся в наличии, материалов ИННК (определение коэффициентов пористости и нефтенасыщенности) не дает положительных результатов.

Акустический каротаж по скорости и затуханию включен в комплекс с 1979 года и проводится во всех скважинах. Исследования выполняются посредством аппаратуры СПAК-2М, СПAК-4, УЗБА-21. Размеры зондов: И20,5И11,5П; И20,4И11,2П; И20,85 И11,05П; И20,51 И12,3П.

В процессе измерений регистрируется интервальное время прохождения волны от излучателей к приемнику (Т1 и Т2), интервальное время прохождения волн между излучателями (Δt), амплитуды первых вступлений волн от двух излучателей (α1 и α 2) и логарифмы отношений этих амплитуд (α). Масштаб записи кривых Т1 и Т2 —50 мкс/м на 1 см; Δt=10 мкс/м на 1 см; α 1, α 2 — 0,5; 1; 1,5; 2,5; 5 v на 1 см, α — 1,25; 1,5; 2,5 дб на 1 см. Скорость записи не превышает 1200 м/час.

Кривые акустического каротажа используются для литологического расчленения разреза, выделения пластов коллекторов и определения объема их емкостного пространства.

Кавернометрия в скважинах проводится с целью измерения диаметра скважин и контроля их технического состояния.

Кавернограммы регистрируются в масштабах 1:2.5 см/см. Скорость записи не превышает 2000 м/час. В качестве измерительных приборов используются каверномеры типов СКП - 1, СКО, АГАТ-ЭК [10].

Кавернограммы используются для контроля технического состояния стволов скважин, корреляции разрезов, литологического расчленения пород и при количественной интерпретации данных других геофизических методов.

Кроме этого, в процессе обработки материалов ГИС для определения подсчетных параметров проводилась повторная проверка качества геофизических материалов. Достоверность измерений, выполненных различными геофизическими методами, оценивалась, главным образом, путем сопоставления с данными повторных записей соответствующих кривых.

В результате проверок установлено, что диаграммы бокового каротажа хорошего качества. Расхождение в значениях сопротивлений (ρк) не превышает 5%.

Для оценки качества материалов МБК надежных критериев нет. Но если руководствоваться лишь степенью сопоставимости повторных замеров, качество диаграмм МБК следует считать удовлетворительным. Однако это можно утверждать только в отношении участков разреза, характеризующихся удельным электрическим сопротивлением не более 150 – 200 Ом\*м (верхний предел разрешающей способности измерительной аппаратуры). Поскольку электрические сопротивления плотных и нефтенасыщенных пластов превышают этот предел и кривая МБК напротив них не дифференцирована, то для оценки нефтенасыщенности пластов этот метод не применяется.

Кривые гамма-каротажа, в основном, хорошего качества, расхождение значений естественной радиоактивности не превышает 5%.

Качество диаграмм НГК оценивалось путем сравнения записей масштабов 1:200 и 1:500, а также данных повторных записей. Диаграммы, в основном, хорошего качества. Расхождение в показаниях не превышает 5%.

Кавернограммы преимущественно хорошего качества, погрешность измерения диаметров скважин не превышает 1,5 см [10].

**6. ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

Основными задачами при изучении геологического разреза нефтяных и газовых скважин является:

1. расчленение разрезов на пласты различного литологического состава, определение мощностей и глубин залегания пластов;

2) выделение в разрезе коллекторов и оценка содержания в них нефти и газа [25].

Для решения этих задач широко применяют геофизические методы исследования скважин.

Литологическое расчленение производят по комплексу диаграмм различных геофизических методов. Литологический характер пород определяют по сумме геофизических признаков, установленных по диаграммам различных методов.

Для более точной характеристики литологического состава пород используют данные наиболее полного комплекса геофизических методов, объем которого определяется степенью изученности разреза, типом отложений и скважинными условиями измерений [26].

Для расчленения песчано-глинистого разреза необходимо дополнительно привлекать кривые гамма-метода и бокового метода.

Если вскрытый скважиной разрез представлен карбонатными породами, в комплекс измерений должен обязательно входить нейтронный или акустический методы, обеспечивающий выделение пористых карбонатных пород.

В продуктивных участках разреза, где есть или могут быть встречены нефтегазонасыщенные пласты, для детального изучения коллекторов нефти и газа необходимо дополнительно проводить боковые электрические зондирования, измерения микрозондами, каверномером и т.п.

Важной задачей геофизических исследований нефтяных и газовых скважин является выделение в их разрезах коллекторов и оценка характера их насыщения [26].

Коллекторы определяют, во-первых, по литологическому составу пород, слагающих разрезы. Если по геофизическим данным установлено, что пласты представлены песками, пористыми песчаниками или пористыми карбонатными породами, то такие пласты могут быть отнесены к коллекторам. Во-вторых, коллекторы выделяют по признаку фильтрации в них бурового раствора с образованием глинистой корки на стенки скважины и зоны проникновения в примыкающей скважине части пласта, в которой пластовые жидкости полностью или частично замещены фильтратом бурового раствора. Глинистая корка выявляется по сужению диаметра скважины на кавернограммах и по расхождению двух кривых кажущегося сопротивления на диаграммах микрозондов. Наличие в пласте зоны проникновения, удельное сопротивление которой отличается от удельного сопротивления пласта, устанавливают по данным бокового электрического зондирования, либо по замерам двумя зондами метода сопротивлений, один из которых имеет малый, а другой – большой радиусы исследования.

По данным геофизических методов уверенно выделяются неглинистые коллекторы с межзерновой пористостью (пески, песчаники, высокопористые карбонатные породы). В песчано-глинистых отложениях коллекторы выделяют по диаграммам естественных потенциалов. В условиях, обычно встречающихся на практике, когда минерализация пластовой воды больше минерализации бурового раствора, пласты неглинистых песков и песчаников, являющихся коллекторами, выделяются минимальными, а глины (непроницаемые пласты) – максимальными показаниями на диаграммах естественных потенциалов. Если буровой раствор в скважине сильно минерализован, коллекторы выделяются по диаграммам гамма-метода. На диаграммах гамма-метода глины отмечаются максимальными, песчаные пласты – минимальными показаниями [26].

В песчано-глинистых разрезах встречаются малопористые непроницаемые пласты сцементированных песчаников и плотных карбонатных пород, которые часто не отличаются от проницаемых песчаных пластов по диаграммам естественных потенциалов и гамма-метода.

Для выделения карбонатных коллекторов высокой пористости используют диаграммы гамма-метода, с помощью которых выявляют интервалы неглинистых пород, и диаграммы микрозондов, нейтронного либо акустического методов, по которым среди неглинистых карбонатных пород находят пористые и проницаемые породы.

Значительно более сложным является выделение глинистых и особенно трещиноватых коллекторов. Наличие таких коллекторов в разрезе скважины устанавливают путем сопоставления и количественного анализа данных различных геофизических методов. В гамма-методе изучают естественную радиоактивность горных пород по данным измерений интенсивности естественного гамма-излучения вдоль ствола скважин [27]. Радиоактивность осадочных горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов – урана, тория, актиния, продуктов их распада, а также изотопа калия К40. Определение литологического состава пород по диаграммам гамма-метода основано на различии в естественной радиоактивности пород. Среди осадочных пород наиболее радиоактивными являются глины и калийные соли. Поэтому на диаграммах максимальные показания (отклонения кривой вправо) соответствует глинам и калийным слоям, минимальные (отклонения кривой влево) – пескам, песчаникам, карбонатным породам и гидрогеохимическим осадкам, не содержащим калийных солей. Глинистые пески, песчаники, известняки характеризуются промежуточными показаниями, величины которых тем больше, чем выше содержание глин в породе [27]. Результаты измерений нейтронными методами в основном определяются водородосодержанием пород. Чем больше последнее, тем меньшими показаниями отмечаются породы на диаграммах нейтронных методов.

Среди горных пород в наибольшем количестве водород находится в глинистых породах (глинах, аргиллитах, мергелях), содержащих значительное количество как поровой, так и химически связанной воды. Поэтому глинистые осадки отмечаются минимальными показаниями на диаграммах нейтронных методов [28].

Плотные породы (малопористые известняки и доломиты, ангидриты, плотные сцементированные песчаники), содержащие мало воды вследствие низкой пористости этих пород, отмечаются максимальными показаниями на диаграммах нейтронных методов.

Промежуточные показания наблюдаются против песков, песчаников, алевролитов, пористых разностей карбонатных пород [30].

Содержание водорода в нефти и воде примерно одинаково. Поэтому нефтеносные и водоносные пласты с одинаковым литологическим составом и пористостью не различаются по данным нейтронных методов.

Боковой метод является разновидностью метода сопротивлений. Он применяется при изучении карбонатных разрезов в скважинах с минерализованными буровыми растворами, т.к. в этих условиях на величину кажущегося сопротивления, измеренного обычным зондом, большое влияние оказывает скважина [35].

В данной дипломной работе интерпретация кривых ГИС и расчет подсчетных параметров пласта производится самостоятельно, на примере Дубровского месторождения елецкого горизонта скважины 7s2.

Основная методика обработки ГИС основана на применении петрофизических зависимостей – известных комплексных палеток для определения суммарного водородосодержания и глинистости, построенных в свое время тематическими партиями треста "Западнефтегеофизика" и ПО "Белоруснефть" по результатам 2144 определений полной пористости, выполненных на образцах керна для месторождений Припятского прогиба. Однако, учитывая такую разнородность информации, возникла необходимость в применении различных методик интерпретации ГИС для определения различных подсчётных параметров [37].

Глинистость не используется непосредственно для подсчета запасов нефти. Но без знания глинистости невозможно правильно рассчитать пористость и нефтенасыщенность коллекторов. Основным методом определения глинистости в продуктивных карбонатных породах Припятского прогиба является ГК. Многочисленными исследованиями показано существование достаточно тесной линейной зависимости показаний ГК от глинистости для пород Припятского прогиба[38].

Глинистость определялась по данным радиометрии (ГН, НГК) и акустического каротажа. В основу метода положено наличие корреляционных связей между суммарным водородосодержанием (W) карбонатных пород-коллекторов и показаниями геофизических методов.

Глинистость пород продуктивных отложений Дубровского месторождения определена по данным радиоактивного каротажа (НГК, ГК) с привлечением материалов акустического каротажа (Т). Снимаем значения Ij на диаграмме ГК. Затем, по палетке для определения объемной глинистости определяем Сгл. [40].

Коэффициент глинистости (Кгл) определяется по формуле:

Кгл.=Сгл.\*0,42 (1),

где 0,42 – поправка за глинистость, вводимая с учетом принятого значения водородосодержания в глинистой фракции.

Сгл. - содержание глинистости.

Пористость пород продуктивных межсолевых отложений Дубровского месторождения определена по данным радиоактивного каротажа (НГК, ГК) с привлечением материалов акустического каротажа (Т).

На диаграмме НГК снимаем значения I(nj), затем, по палетке для определения коэффициента полной пористости для диаметра скважины Dc=0,14см, находим этот коэффициент[42].

Открытая пористость продуктивных пластов (Ко.п) по данным ГИС рассчитывается по формуле:

Ко.п=Кп.п-Кгл. (2)

Коэффициент нефтенасыщенности пород-коллекторов продуктивных отложений елецкого горизонта Дубровского месторождения определяется по коэффициентам увеличения сопротивления и балансу пористости. Рассчитывается относительное сопротивление (Р). С диаграммы БК снимаем показания сопротивления Sп (Ом\*м). После этого высчитываются две поправки: поправка за диаметр скважины (для Dc=0,14, поправка=1,15) и поправка за пластовую воду Sв=0,03, где 0,03 – удельный вес пластовой воды по Припятской впадине.

Р=Sп\*поправка за Dс/Sв (3)

Зная значения относительного сопротивления Р и коэффициента открытой пористости Ко.п., по графику оценки нефтенасыщенности, определяем коэффициент водонасыщенности пород (Кв).

Коэффициент нефтенасыщенности (Кн) определяется по формуле:

Кн = 1-Кв (4),

где 1- 100% - постоянная.

Кн измеряется в %. По организации УПГР считается, что ниже 50 % - вода; выше 50 % - нефть [10].

**7. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ И ИХ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ**

Исходя из вышеизложенного материала, по данным ГИС на примере скважины 7s2 Дубровского месторождения рассмотрим методику определения коэффициентов пористости, глинистости, водо- и нефтенасыщенности.

Для этого берем пласт мощностью 1,20 м., кровля 2963,8 м , подошва 2965,0 м. Сначала, напротив рассматриваемого пласта с диаграммы НГК I(nj) и акустического каротажа (T) снимаем показания. На диаграмме НГК среднее значение I(nj)=2,58 ст. ед., а на диаграмме АК ∆T=190 мксек/м [43].

Затем, по палетке для определения коэффициента полной пористости Кп.п для диаметра скважины Dc=0,14 м, находим этот коэффициент: Кп.п=14,2.

Теперь, снимаем значения Ij на диаграмме ГК. Ij=1,6 ст.ед. Затем, по палетке для определения объемной глинистости определяем содержание глинистости Сгл. и рассчитываем коэффициент глинистости (Кгл.) по формуле (1):

Кгл.=33,6\*0,42=14,14

Далее по формуле (2) находим коэффициент открытой пористости пласта:

Ко.п=14,2-14,14=0,06

Теперь, с диаграммы БК снимаем показания Sп=70 Ом\*м. После этого высчитываем 2 поправки: поправка за диаметр скважины (для Dc=0,14, поправка=1,15 ) и поправка за пластовую воду Sв=0,03.

Зная Sп можно высчитать относительное сопротивление Р, по формуле (3):

Р=70\*1,15/0,03=2700.

Затем, зная значения относительного сопротивления Р и коэффициента открытой пористости Ко.п по графику оценки нефтенасыщенности определяем коэффициент водонасыщенности Кв. пород:

Кв.=43%.

После этого, подставляя коэффициент водонасыщенности в выражение (4) находим коэффициент нефтенасыщенности:

Кн.=100-43=57%.

Таким образом, из приведенных выше расчетов коэффициентов пористости, глинистости, водо- и нефтенасыщенности по данным ГИС, можно с уверенностью сказать, что исследуемый интервал относится к нефтенасыщенному пласту-коллектору, литологически сложенному из известняка [43].

По этой же методике рассчитаны остальные пласты-коллекторы Дубровского месторождения скважины 7s2 в интервале от 2928,2 м до 2973 м. В результате проведенной обработки данных выделено 8 пластов-коллекторов. Породы-коллекторы представлены известняками пористо-кавернозными до ситчатых, в разной степени трещиноватыми. Тип коллектора порово-каверново-трещинный [45].

Первые три пласта литологически сложены из известняка и являются нефтенасыщенными. Четвертый пласт также представлен известняком, но является слабонефтяным. Пятый и шестой пласт относятся к нефтенасыщенному коллектору, литологически сложенному из известняка. Седьмой пласт представлен известняком, но является слабонефтяным. Восьмой пласт сложен из известняка и является водонасыщенным.

Таким образом, по результатам проведенной работы, можно сделать вывод о том, что рассматриваемая скважина 7s2 Дубровского месторождения может являться эксплуатационной, а полученные подсчетные параметры могут использоваться для оценки запасов нефти [48].

8. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ

**8.1** **Общие требования**

1. Геофизические работы в скважинах выполняются специализированными геофизическими организациями, подразделениями (далее – подрядчик).

2. Геофизические работы должны проводиться в присутствии представителя геологоразведочной организации (далее – заказчик). К геофизическим работам могут привлекаться работники заказчика и его оборудование, если это необходимо для осуществления технологии исследования [49].

3. Общее руководство геофизическими работами при привлечении работников заказчика к производству геофизических работ возлагается на представителя геофизической организации (начальника отряда, партии).

4. Геофизические работы разрешается проводить после специальной подготовки территории и ствола скважины, обеспечивающей удобную и безопасную эксплуатацию наземного оборудования, беспрепятственный спуск (подъем) скважинных приборов и аппаратов на кабеле до интервала исследований или до забоя на весь период проведенных работ. Готовность территории и скважины для проведения геофизических работ подтверждается двусторонним актом, подписанным заказчиком и подрядчиком.

5. Площадка для размещения геофизического оборудования должна обеспечивать ширину прохода между оборудованием не менее 3 м, но быть не менее 10 x 10 м и возможность установки каротажного подъемника в горизонтальном положении с видимостью с места мостков и устья скважины; иметь твердое покрытие в заболоченных районах; иметь подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственную эвакуацию в аварийных ситуациях своим ходом или буксировкой другими транспортными средствами; располагаться так, чтобы исключить скопление отработанных газов при работе двигателей внутреннего сгорания (далее – ДВС), подъемника; не располагаться в понижениях рельефа, в траншеях и тому подобном; освещаться в темное время суток в соответствии с требованиями раздела XI настоящих Правил [49].

6. Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ТНПА и отвечать следующим дополнительным требованиям:

для подключения геофизического оборудования и аппаратуры к силовой или осветительной сети у края площадки, предназначенной для размещения оборудования, должна быть установлена электрическая точка-щит с отключающим устройством и унифицированной четырехполюсной розеткой на напряжение 380 В и двумя трехполюсными розетками на 220 В с заземляющими контактами;

должно быть обозначено место для подсоединения к контакту заземления буровой у края мостков отдельных заземляющих проводников геофизического оборудования; подсоединение их должно выполняться болтами или струбцинами, многожильными медными проводами [49].

7. Устье скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов. С этой целью при превышении фланца обсадной колонны относительно пола более 1,5 м на устье должна сооружаться рабочая площадка и к устью скважин, бурящихся с глинистым раствором, с помощью гибкого шланга подводиться техническая вода (горячая вода или пар при работе в условиях отрицательных температур).

8. Допуск к работе работников геофизических организаций должен осуществляться в соответствии с Правилами обучения.

9. Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ. В процессе их выполнения на скважине должна находиться вахта буровой бригады, которая по согласованию может привлекаться к выполнению вспомогательных работ [49].

10. При производстве геофизических работ проведение других работ буровой бригадой (ремонт бурового оборудования, включение буровой лебедки и различных силовых агрегатов, передвижение по полу буровой и приемным мосткам тяжелого оборудования, выполнение сварочных работ) может осуществляться только по согласованию с руководителем работ подрядчика. При этом работники буровой бригады должны быть проинструктированы о размерах опасных зон (взрывных, радиационно опасных работ, вблизи движущегося кабеля, токонесущих коммуникаций), нахождение в пределах которых не допускается. Ответственность за допуск людей в опасную зону несет руководитель работ подрядчика.

11. При работе буровых агрегатов по обеспечению проведения геофизических работ (дополнительная проработка ствола скважины, подъем оставленных в скважине приборов, кабеля с помощью бурильных труб) персонал геофизического отряда может находиться на буровой установке только с согласия руководителя буровых работ.

12. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизического отряда. Между каротажной лабораторией и подъемником и устьем скважины не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу работников. Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны, очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда и тому подобного [49].

13. Переноска скважинных приборов массой более 30 кг допускается с помощью специальных приспособлений. Спуск таких приборов и приборов длиннее 2 м в скважину проводится механизированным способом.

**8.2 Требования к оборудованию, аппаратуре и техническим средствам**

1. Геофизические работы в скважинах должны проводиться с применением оборудования, кабеля и аппаратуры, технические характеристики которых соответствуют геолого-техническим условиям в бурящихся скважинах [49].

2. Каротажные подъемники должны быть укомплектованы:

подвесными и направляющими блоками, упорными башмаками и приспособлениями для рубки кабеля;

средствами визуального контроля за глубиной спуска-подъема кабеля, скоростью его продвижения и натяжения;

соединительными кабелями с прочным электроизоляционным покрытием;

автоматизированным кабелеукладчиком;

заземляющим многожильным медным проводом со струбциной для заземления к контуру буровой.

3. К геофизическим работам допускаются сертифицированное оборудование, кабель и аппаратура.

4. Опытные и экспериментальные образцы геофизической техники допускаются к применению только при наличии разрешения организации, в ведении которой находится скважина, и по согласованию с территориальным органом Проматомнадзора.

5. Конструкции приборных головок должны обеспечивать присоединение приборов к унифицированным кабельным наконечникам и сборку компоновок комплексной или комбинированной многопараметровой аппаратуры. Кабельный наконечник должен иметь конструкцию, обеспечивающую его захват ловильным инструментом. Ловильный инструмент под все виды применяемых головок и кабеля должен входить в комплект геофизической аппаратуры.

6. Прочность крепления приборов к кабелю с помощью кабельных наконечников должна быть ниже на 1/3 разрывного усилия соответствующего типа кабеля.

7. При геофизических работах должен применяться кабель, не имеющий повреждений броневого покрытия. Сохранность брони должна периодически проверяться, а после работ в агрессивной среде кабель должен испытываться на разрывное усилие [49].

8. Направляющий блок (оттяжной ролик) или наземный блок-баланс жестко (болтами, хомутами) крепится у устья скважины. Не допускается крепить их канатными укрутками, прижатием тяжелыми предметами.

9. Подвесной блок (ролик) должен подвешиваться к вертлюгу через штропы или непосредственно на крюк талевого блока через накидное кольцо. Не допускается использовать подвесные блоки без предохранительного кожуха (скобы).

8.3 геофизические исследования в скважинах

1. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 2 м или прокладываться на козлах, подставках высотой не менее 0,5 м от земли в стороне от проходов, дорог и тропинок. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции.

2. При производстве промыслово-геофизических работ на скважине подъемник и лаборатория должны устанавливаться так, чтобы обеспечивать хороший обзор устья, свободный проход работников на мостках буровой, сигнализационную связь между ними и устьем скважины.

3. Начальник геофизического отряда и геофизик каротажной станции обязаны оперативно информировать бурового мастера (бурильщика) и фиксировать в буровом журнале возможность возникновения осложнения или аварийной ситуации (затяжки скважинных приборов при подъеме кабеля или записи геофизических параметров, наличие желобов и уступов в открытом пробуренном стволе скважины, резкое повышение газопоказаний).

4. Перед началом геофизических работ должна быть проверена исправность тормозной системы каротажного подъемника, кабелеукладчика, защитных ограждений лебедки, целостность заземляющего провода и соединительных проводов [49].

5. Подвесной ролик должен быть надежно закреплен на талевой системе буровой установки и поднят над устьем скважины на высоту, обеспечивающую спуск кабеля с прибором в скважину по ее оси.

6. Спуск и подъем кабеля должны проводиться с контролем глубины, натяжения и со скоростями, рекомендуемыми для соответствующих типов аппаратуры и аппаратов.

7. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного прибора на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля.

8. Во избежание затаскивания скважинных приборов на подвесной или стационарный блок на кабеле должна быть установлена одна хорошо видимая метка примерно на 10 или 25 м от кабельной головки. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч.

9. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала не допускается нахождение людей в пределах опасных зон:

при производстве прострелочно-взрывных и радиационно опасных работ;

не менее расстояния от подъемника до устья скважины – от трассы кабеля, освобождаемого от прихватов;

не менее 2 м от устья скважины и движущегося кабеля.

10. Усилие натяжения кабеля при освобождении от прихвата не должно превышать 50 % его разрывного усилия. При необходимости обрыва кабеля должны быть приняты дополнительные меры предосторожности.

11. Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено в случаях:

сильного поглощения бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч);

возникновения затяжек кабеля, неоднократных, не менее двух, остановок скважинных приборов при спуске (за исключением случаев остановки приборов на известных уступах или кавернах);

ухудшений метеоусловий: при снижении видимости до 20 м и менее, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении, приближении грозы.

12. При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсических веществ, термальных вод), работники, выполняющие геофизические исследования, должны немедленно эвакуироваться в безопасное место.

13. Подавать напряжение в питающую цепь измерительной схемы можно только после спуска скважинного прибора и зонда в скважину. При необходимости включения тока в питающую цепь на поверхности для проверки исправности (градуировка, эталонировка) приборов следует предупредить об этом всех работников.

14. По окончании измерений и при вынужденном прекращении подъема кабеля напряжение в кабельной линии должно быть отключено. Защитное заземление можно снимать только после отключения от источника тока лаборатории и подъемника [49].

15. Ремонт и проверка электрических схем скважинных приборов, включающих узлы, генерирующие опасные по электронапряжению токи или использующие их для питания, на местах работ могут выполняться только при снятом напряжении. Ремонт (измерение, настройки, проверки), требующий выполнения работ без снятия напряжения, необходимо проводить в специальной мастерской при принятии дополнительных мер безопасности.

8.4 Геофизические работы в скважинах с применением радиоактивных веществ и источников ионизирующих излучений

1. К работе с источниками ионизирующего излучения (далее – ИИИ) допускаются лица не моложе 18 лет, признанные годными к выполнению этих работ по результатам медицинского освидетельствования, прошедшие в установленном порядке обучение безопасным методам и приемам работы, инструктаж, стажировку и проверку знаний по вопросам охраны труда [49].

2. Руководство организации, использующей ИИИ для проведения геофизических работ на скважинах, осуществляет обеспечение условий выполнения требований НРБ-2000, ОСП-2002 и СанПиН 2.6.1.13-12-2005.

3. Поступившие в организацию ИИИ принимаются назначенным приказом руководителя организации лицом, ответственным за получение, учет, хранение и выдачу ИИИ.

Выдача ИИИ из мест хранения на рабочее место производится лицом, ответственным за их учет и хранение, только по требованию, подписанному руководителем организации или его заместителем.

4. Поступившие в организацию ИИИ хранятся в хранилище радиоактивных материалов, имеющем санитарный паспорт.

Активность ИИИ, находящихся в хранилище радиоактивных материалов, не должна превышать значений, указанных в санитарном паспорте.

5. Транспортирование ИИИ осуществляется в специальных защитных, транспортных контейнерах на специальной автомашине, имеющей санитарный паспорт для постоянных перевозок радиоактивных веществ. Транспортные контейнеры должны снаружи иметь знак радиационной опасности [49].

6. Персонал, работающий с ИИИ, должен быть обеспечен индивидуальными дозиметрами для измерения эффективных доз облучения. Годовые индивидуальные дозы облучения фиксируются в карточке учета индивидуальных доз внешнего облучения, карточки хранятся в течение 50 лет после увольнения работника.

**8.5 Требования безопасности по окончании работы**

1. После окончания работ на скважине оборудование, аппаратура и приборы должны быть подготовлены для перевозки на базу; скважинные приборы укладывают и закрепляют в стеллажах для транспортировки, предварительно обмыв и смазав резьбовые соединения [50].

2. По окончанию всех работ на скважине площадки, где были установлены лаборатория и подъемник, убирается от мусора и посторонних предметов.

3. Переезд партии /отряда/со скважины на базу должен осуществляться с соблюдением правил и требований охраны труда и техники безопасности. Руководителю партии /отряда/ следует учитывать усталость работников, особенно машинистов подъемника и лаборатории, и предоставить им возможность отдохнуть и восстановить силы перед дорогой.

4. По возвращению на базу предприятия работники партии /отряда/ выполняют необходимый комплекс заключительных работ. Доделывают необходимые отчетные документы и сдают их сменному диспетчеру, отмечают о работе, замечаниях по работе скважинных приборов в журнале выдачи аппаратуры. Начальник партии лично сдает источник РВ в хранилище с отметкой в журнале выдачи [50].

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе написания дипломной работы освоена методика интерпретации ГИС, выполнены необходимые расчеты, построена геологическая карта и графические приложения, написана текстовая часть.

Использование различных методических приемов позволило успешно выполнить интерпретацию разнородных данных ГИС. Вручную были высчитаны коэффициенты пористости, глинистости, водонасыщенности и нефтенасыщенности, характеризующие емкостные свойства коллекторов горных пород.

Таким образом, по результатам проведенной работы, можно сделать вывод о том, что рассматриваемая скважина 7s2 Дубровского месторождения может являться эксплуатационной, а полученные подсчетные параметры могут использоваться для оценки запасов нефти.

Вместе с тем полученный опыт показывает необходимость уточнения петрофизических зависимостей, используемых для интерпретации данных ГИС. Используемые в настоящее время зависимости были получены в 1980-х годах на основании лабораторных исследований керна. С тех пор получен довольно обширный керновый материал. Сопоставление данных ГИС, лабораторных исследований керна и промысловой информации может дать качественно новый результат.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1 Трацевская, Е.Ю. Закономерности формирования геологических опасностей Беларуси [Текст] : монография ∕ Трацевская Е.Ю. – Гомельский государственный университет имени Ф. Скорины, 2008. – с.

2 Агеев, М.З. Поверхностные воды Гомельской области [Текст] : краткий справочно-информационный материал ∕ М.З.Агеев – Гомель, 1999. – 52 с.

3 Трацевская, Е.Ю. Геология Беларуси и Ближнего Зарубежья [Текст] : конспект лекций / Недовизин А.А., Гомель, 2005.

4 Гарецкий, Р.Г. Тектоника Белоруссии [Текст] : Наука и техника, 1976. – 200 с.

5 Тектоническая карта Беларуси, масштаб 1: 500000, 1974.

6 Махнач, А.С. Геология Беларуси [Текст] : институт геологических наук НАН Беларуси / Гарецкий, Р.Г., Матвеев А.В. – Минск, 2001. – 815 с.

7 Геологическая карта четвертичных отложений Белорусской ССР, масштаб 1: 500000, главн. Редактор Горецкий Г.И., 1983.

8 Айзберг, Р.Е. Гидрогеология и нефтегазоносность [Текст] : Наука и техника, 1982 – 190 с.

9 Отчет по производственной практике 2008.

10 Материалы из фонда РУП ПО Белоруснефть.

11 Добрынин, В.М. Промысловая геофизика [Текст] : - Москва, Недра, 1986. – 470 с.

12 Пермяков, И.Г. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст] : –Москва, Недра, 1971. – 256 с.

13 Кривко Н.Н. Промыслово-геофизическая аппаратура и оборудование [Текст] : учебное пособие для вузов / Шароварин, В.Д., Широков В.Н. – Москва, Недра, 1981. – 290 с.

14 Знаменский, В.В. Геофизические методы разведки и исследования скважин [Текст] : – Москва, Недра, 1981. – 280 с.

15 Масюков, В.В. Оценка параметров нефтенасыщенных пластов по каротажу [Текст] : - Москва, Недра, 1974. – 420 с.

16 Пермяков, И.Г. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст] : –Москва, Недра, 1986. – 375 с.

17 Дахнов, В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин [Текст] : - Москва, Недра, 1972. – 431 с.

18 Латышева, М.Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин [Текст] : - Москва, Недра, 1975.– 272 с.

19 Кобранова, В.Н. Физические свойства горных пород [Текст] : - Москва, Гостоптехиздат, 1962. – 340 с.

20 Добрынин, В.М. Интерпретация результатов геофизических нефтяных и газовых скважин [Текст] : - Москва, Недра, 1987. – 460 с.

21 Мейер, В.Л. Геофизические исследования скважин [Текст] : -Ленинград, ЛГУ, 1981. – 464 с.

22 Дьяконов Д.И. Общий курс геофизических исследований скважин [Текст] : - Москва, Недра, 1977. – 432 с.

23 Овнатанов, С.Т. Вопросы полноты извлечения нефти при разработке нефтяных месторождений [Текст] : – Баку, Азербайджанское Государственное Издательство, 1965. – 188 с.

24 Чоловский, И.П. Методы геолого-промыслового анализа при разработке крупных нефтяных месторождений [Текст] : - Москва, Недра, 1966. – 180 с.

25 Сургучев, М.Л. Методы извлечения остаточной нефти [Текст] : - Москва, Недра, 1991. – 348 с.

26 Еременко, Н.А. Геология нефти и газа [Текст] : - Москва, Недра, 1968. – 239 с.

27 Проблемы разработки нефтяных месторождений на поздней стадии / Сборник научных трудов. – Куйбышев: ГИПРОВостокнефть, 1985. – 166 с.

28 Проблемы освоения ресурсов нефти и газа Беларуси и пути их решения / Материалы научно-практической конференции. Гомель, 22-24 мая 2002 г. РУП "ПО "Белоруснефть". – 2003.

29 Брагин, Ю.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов [Текст] : - Москва, Недра, 2004. – 400 с.

30 Айзберг, Р.Е. Тектоника нефтеносных комплексов Припятского палеорифта и ее связь с глубинным строением земной коры / Р.Е. Айзберг, Р.Г. Гарецкий, С.В. Клушин / Советская геология – 1988 - №12.

31 Гришин, Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа [Текст] : - Москва, Недра, 1975. – 304 с.

32 Жданов, М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа [Текст] : - Москва, Недра, 1981. – 453 с.

33 Крылов, А.П. Проектирование разработки нефтяных месторождений [Текст] : – Москва, Гостоптехиздат, 1962. – 225 с.

34 Пирсон, С.Д. Учение о нефтяном пласте [Текст] : – Москва, Гостоптехизлат, 1961. – 570 с.

35 Майдебор, В.Н. Разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами [Текст] : - Москва, Недра, 1971. – 231 с.

36 Максимов, М.И. Геологические основы разработки нефтяных месторождений [Текст] : - Москва, Недра, 1975. – 185 с.

37 Порошин, В.Д. Районирование нефтегазоносных комплексов Припятского прогиба по геотермическим данным / В.Д. Порошин, В.А. Коровкин // Геология, методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. – Москва, 1987. – Вып. 12.

38 Порошин, В.Д. Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений [Текст] : - Москва, Недра-Бизнесцентра, 2004. – 220 с.

39 Гиматудинов, Ш.К. Физика нефтяного пласта [Текст] : - Москва, Недра, 1971. - 312 с.

40 Масюков, В.В. Припятская впадина. Оценка параметров нефтенасыщенных пластов по каротажу [Текст] : - Москва, Недра, 1974. – 257 с.

41 Каналин, В.Г. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология [Текст] : - Москва, Недра, 1985. – 128 с.

42 Жданов, М.А. Нефтепромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа [Текст] : - Москва, Недра, 1981. - 54 с.

43 Цалко, П.Б. Карбонатные коллекторы нефтяных залежей Припятского прогиба [Текст] : - Минск, Наука и техника, 1986.- 180 с.

44 Иванова, М.М. Нефтепромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа [Текст] : - Москва, Недра, 1985. - 422 с.

45 Габриэлянц, Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений [Текст] : - Москва, Недра, 1984. - 285 с.

46 Мухер А. А., Шакиров А. Ф. Геофизические и прямые методы исследования скважин [Текст] : - Москва, Недра, 1981.- 385 с.

47 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах [Текст] : - Москва, Недра, 1985.- 183 с.

48 Никитина, В.Н. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений [Текст] : - Ленинград, Недра, 1978. – 256 с.

49 Правила безопасности и охраны труда при геолого – разведочных работах : [утв. Постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь и Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь 05.07.2008]. – 2008. – 209 с.

50 Панов, Г.Е. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений [Текст] : - Москва, Недра, 1982. – 273 с.