

МИНЕСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический университет  
имени П.О. Сухого»

Кафедра «Нефтегазозаготовка и гидронефтоавтоматика»

**Курсовая работа**  
*по дисциплине «Геологические основы нефтяных и газовых  
месторождений»*

*Тема:*  
**«Геологическое строение Золотухинского месторождения и построение  
разрезов»**

Выполнил студент  
группы ЗНР-41

Карабан В.

Проверил

Порошина С.Л.

Гомель, 2022

## Содержание

	Введение.....	3
1.	Стратиграфическая и литологическая характеристика Золотухинского месторождения.....	7
2.	Тектоническая характеристика Золотухинского месторождения....	15
3.	Нефтегазоносность Золотухинского месторождения.....	21
4.	Гидрогеологическая характеристика Золотухинского месторождения .....	24
5.	Построение геологических профилей.....	27
	Заключение.....	28
	Список использованных источников.....	29

## ВВЕДЕНИЕ

Курсовая работа по теме «Геологическое строение Золотухинского месторождения» предлагается студентам специальности 1-51-02-02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на третьем году обучения.

Целью данной курсовой работы является: научиться собирать необходимый геологический материал, правильно его комплектовать и реферировать, правильно делать геологическое описание объекта, выполнять графические построения, уметь построить геологический профиль по структурной или геологической карте, научиться читать геологические карты и разрезы.

Актуальность данной работы заключается в том, что при ее выполнении студентами третьего курса закладываются базовые понятия и навыки, такие как стратиграфия, литология, гидрогеология, нефтегазоносность, а так же построение геологических профилей по структурным и геологическим картам.

Золотухинское месторождение открыто в 1973 году объединением РУП «ПО «Белоруснефть». Оно приурочено к основному гребню Малодушинского ралома Червонослободско-Малодушинской ступени Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба и расположено между Северо-Новинским и Ведричским месторождениями. В административном отношении Золотухинское нефтяное месторождение расположено в Речицком районе Гомельской области Республики Беларусь.

Ближайшими крупными промышленными центрами являются города Светлогорск (36 км севернее), Речица (37 км северо-восточнее), Калинковичи (35 км юго-западнее), с железнодорожными узловыми станциями и связанными между собой шоссейными дорогами.

Непосредственно на территории месторождения находятся городской поселок Василевичи, в 1 км северо-западнее деревня Новинка и в 3,7 км северо-восточнее поселок Ведрич.

Транспортные магистрали: железная дорога Гомель-Калинковичи с железнодорожной станцией Василевичи проходит непосредственно по территории месторождения, железная дорога Жлобин-Калинковичи-Овруч находится в 23 км западнее; важными шоссейными дорогами являются трассы Бобруйск-Калинковичи-Мозырь, проходящая западнее (на расстоянии 30 км) от места работ и Гомель-Калинковичи-Мозырь – в 9 км южнее. Так как Золотухинское месторождение является освоенным, поэтому в его пределах проложены все необходимые коммуникации и подъездные пути.

В орографическом отношении рассматриваемый район находится в северо-восточной части Припятского Полесья, представляющего собой обширную

плоскую низменность, наклоненную в сторону реки Днепр. Абсолютные отметки поверхности составляют 137 - 146 м. Для этой местности характерно широкое распространение болот, лугов и расположенных среди них повышенных участков, покрытых хвойным и лиственным лесом. Из хвойных пород деревьев преобладает сосна, из лиственных пород наиболее распространены дуб, береза, ольха, осина. В составе почв преобладают подзолистые и пойменно-луговые разновидности.

Крупных рек в пределах Золотухинской площади нет. Восточнее на расстоянии 5,2 км протекает река Ведрич – правый приток судоходной реки Днепр. Ближайшими более мелкими реками являются Медведка (2,3 км севернее), Корч (3,8 км южнее) и Вить (6 км юго-западнее). Реки характеризуются спокойным течением и широкими заболоченными поймами. Кроме того, гидрографическая сеть представлена большим количеством мелиоративных каналов, затрудняющих проведение работ, которые мелеют и пересыхают в летнее время, поэтому их нельзя использовать для бесперебойного снабжения буровых скважин водой.

Климат района умеренно-континентальный, влажный. Лето теплое, зима мягкая, с небольшим количеством снега. Средняя температура января составляет  $-5$  -  $-6^{\circ}\text{C}$ , июня -  $+18^{\circ}\text{C}$ ; среднегодовая температура воздуха  $+7^{\circ}\text{C}$ . Среднегодовое количество осадков находится в пределах 550-650 мм, причем наибольшее их количество выпадает в летнее время, в июле-августе, а минимум – в январе и феврале.

Продолжительность отопительного сезона – с 15 октября по 15 апреля. Глубина промерзания грунта – 0,8-0,9 м. Господствующие направления ветров в холодный период года – западные и северо-западные; летом чаще юго-восточные. Ветры, в основном, не сильные и редко достигают скорости 10-15 м/с.

Район сравнительно густо населен. Национальный состав населения разнообразен: преобладают белорусы (85%), остальные 15% составляют русские, украинцы, евреи, поляки.

Из других полезных ископаемых имеются строительные пески, глины и торф.

В экономическом отношении район преимущественно сельскохозяйственный. Развито земледелие и животноводство.

Энергоснабжение района осуществляется от основной трансформаторной подстанции Осташковичи 110 кВ к подстанции Золотуха 35/6 кВ по линии 80/81. В аварийном режиме возможно питание от сельской линии 39 к 80 и 38 к 81.

Водоснабжение буровых производится из водяных скважин, пробуренных на палеогеновые отложения непосредственно у каждой глубокой скважины, что

является наиболее надежным и экономически эффективным источником водоснабжения. Глубина залегания водоносных горизонтов до 50 м. Для нагнетания в целях поддержания пластового давления используются пресные воды водозабора “Якимова Слобода” и минерализованные подземные воды из водозаборной скважины 70-8-Г, приуроченные к пермско-триасовым отложениям, залегающим на глубине 305 м.

Сбор и транспортировка нефтепродуктов осуществляется следующим образом: по выкидным линиям продукция поступает на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ) 1, 2, 3, 5, 6 Золотухинского месторождения, где осуществляется замер дебитов скважин. Далее по нефтесборному коллектору поступает на центральную площадку промысловых сооружений (ЦППС) “Осташковичи”, расположенную на территории ЦДНГ-2, где обводненная газонасыщенная нефть проходит три ступени сепарации и отделение попутно-добываемой воды. Затем смешанный поток нефти с остаточным содержанием воды 5-10% подпорными насосами по нефтесборному коллектору перекачивается на площадку сепарации установки подготовки нефти (УПН), где проходит стадию “холодной” сепарации, обезвоживания, обессоливания и “горячую” сепарацию, далее поступает в товарные резервуары и через коммерческий узел учета отгружается потребителям: на Мозырский нефтеперерабатывающий завод, Светлогорскую ТЭЦ, котельные промышленные предприятия. Попутный газ утилизируется на Белорусском газоперерабатывающем заводе в городе Речица.

Первые геофизические исследования на Золотухинской площади проводились с 1957 г. По результатам поисково-детализационных работ КМПВ и МОВ, проведенных трестом “Белоруснефтегеофизика” в 1968 г., выявлено Золотухинское поднятие по поверхности кристаллического фундамента.

На основании проведенных сейсмических работ в 1971 г. объединением “Белоруснефть” на Золотухинской площади начаты поисковые работы, в результате которых была открыта межсолевая нефтяная залежь.

В связи с невысоким качеством сейсмических исследований, связанным со сложностью сейсмогеологических условий, неоднозначностью интерпретации полученной информации, глубинное строение Золотухинской площади на протяжении десятка лет оставалось неясным и уточнялось в процессе поисково-разведочных работ. Только спустя 12 лет в 1983г были открыты подсолевые залежи (воронежского и семилукского горизонтов), первооткрывательницей которых является поисковая скважина 26.

В этом же году отделом подсчета запасов Тематической партии объединения “Белоруснефть” по данным залежам оперативно подсчитаны запасы, которые по состоянию на 01.01.1984 г. поставлены на баланс

объединения “Белоруснефть”. На основе данных запасов Гомельским отделом УкрГИПРОНИИнефть составлен проект пробной эксплуатации, утвержденный объединением “Белоруснефть” (протокол № 8 от 10.01.1984 г.), согласно которому с ноября 1983 г. начата пробная эксплуатация залежи воронежского горизонта скважиной 26, с августа 1984 г. – залежи семилукского горизонта скважиной 50.

В августе 1985 г. поисковой скважиной 27 открыта залежь саргаевского горизонта, которая введена с января 1987 г. в пробную эксплуатацию.

С 1989 г. месторождение находится в промышленной разработке и разрабатывается в соответствии с “Технологической схемой разработки”, составленной в 1988 г. и утвержденной МНП в 1989 г. (протокол № 33 от 26.07.1989 г.).

В 1996г с учетом данных, полученных в результате бурения за 7 лет, был выполнен проектный документ – “Уточнение технологических показателей разработки Золотухинского месторождения на 1997-2001 гг.”

В 1997 г. с целью детализации сложного строения подсолевого комплекса юго-восточной части Золотухинского месторождения ПО “Западнефтегеофизика” проведены полевые сейсморазведочные работы, а отделом сейсмической интерпретации Управления геологоразведочных работ РУП “Производственное объединение “Белоруснефть” выполнена обработка и интерпретация сейсморазведочных данных МОГТ по системе 2Д.

В 2001 г. на основе предварительно оцененных запасов нефти и растворенного газа по состоянию на 01.07.1996 г. составлено “Уточнение технологических показателей разработки Золотухинского месторождения на 2002-2006 гг.”, утвержденное на ТЭС РУП “Производственное объединение “Белоруснефть” (протокол от 18.02.2002 г.).

В 2006 г. истек срок действия последнего проектного документа 2001 г., поэтому по состоянию на 01.01.2007 г. отделом подсчета запасов Управления геологоразведочных работ РУП “Производственное объединение “Белоруснефть” по подсолевым залежам был выполнен оперативный пересчет запасов. В этом же году на эти запасы и предложенные варианты геологического строения продуктивных воронежских, семилукских и саргаевских отложений отделом проектирования и анализа разработки БелНИПИнефть составлен “Временный проект разработки”.

На 01.01.2011 г. на балансе РУП ПО «Белоруснефть» числятся начальные запасы нефти категории В+ С1 и С2, утвержденные в 2010г, в объеме 8 869т.т. и 147т.т., накопленная добыча нефти с начала эксплуатации составила 3 161т

## 1. СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ И ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОЛОТУХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В геологическом строении Золотухинского месторождения принимают участие архейско-протерозойские породы кристаллического фундамента и осадочные образования верхнего протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя. Относительно региональных соленосных отложений в осадочном чехле выделяется ряд толщ: подсолевая терригенная, подсолевая карбонатная, нижнесоленосная, межсолевая, верхнесоленосная и надсолевая.

Породы **кристаллического фундамента (AR+PR<sub>1</sub>)** вскрыты скважинами 5, 9, 76, 9005 и представлены гранито-гнейсами черными, мелкокристаллическими, участками со слабо различной вертикальной и субвертикальной слоистостью, трещиноватыми, плотными, очень крепкими. Трещины, идущие по вертикальной и субвертикальной слоистости, залечены водянисто-белым и белым кварцем или плотно сомкнуты с глинисто-хлоритовым веществом по их плоскостям. При слабо различной слоистости наблюдается чередование тонких прожилков кварца, переходящего в линзы, и черного метаморфического кристаллического материала. Трещиноватость и слоистость под углом 45°. Максимальная вскрытая толщина пород 52,3 м (скв. 9).

**Подсолевая терригенная толща** сложена образованиями верхнепротерозойской эратемы (PR<sub>2</sub>) и девонской системы палеозойской эратемы в составе витебско-пярнуского, наровского, старооскольского и ланского горизонтов (D<sub>2</sub>vtb+pr+nr, D<sub>2</sub>st, D<sub>3</sub>ln). Залегают отложения с угловым и стратиграфическим несогласием непосредственно на породах кристаллического фундамента. Толща вскрыта скважинами 5, 9, 11, 24, 26, 27, 28, 50, 51, 52, 54, 55, 56, 58, 60, 64, 66, 74, 76, 81, 82, 93, 106, 108, 109, 112, 115, 118, 9005 и литологически представлена: песчаниками кварцевыми, слюдистыми, разномерными, с прослоями глин и алевролитов; аргиллитами плотными, с зеркалами скольжения, местами слюдистыми, с прослоями доломитов и ангидритов; алевролитами разномерными, слюдистыми, в различной степени сцементированными, с прослоями песчаников, глин и аргиллитов. Окраска пород пестроцветная. Максимальная вскрытая толщина подсолевых терригенных отложений 272,5 м (скв. 76).

**Подсолевая карбонатная толща** в составе саргаевского, семилукского, речицкого, воронежского и кустовнических слоев евлановского горизонтов согласно залегает на поверхности ланских отложений подсолевой

терригенной толщи и характеризуется лито-фациальными особенностями формирования, пестротой доломитизацией и интенсивностью проявления постседиментационных преобразований. Продуктивными здесь являются саргаевские, семилукские и воронежские образования, представляющие собой рифогенную карбонатную формацию. Отложения саргаевско-семилукского этапа карбонатообразования слагают рифогенную формацию зоогенных биогермных массивов, а воронежские – рифогенную формацию слоистых известняков с пластами биостром и маломощных биогермов.

В строении саргаевского горизонта выделяют сарьянские и ведричские слои.

Породы сарьянских слоев ( $D_{3sr(sn)}$ ) представлены доломитами серыми, буро-серыми, прослоями коричневатого, микро- и мелкозернистыми, плотными, крепкими, слабоглинистыми и известковистыми, неравномерно ангидритизированными, с редкими субвертикальными трещинами до 0,5 мм, выполненными вторичным сульфатом, белым ангидритом, отмечена пылеватая вкрапленность окисленного пирита, с редкими остатками брахиопод и радиолярий, встречаются прослои мергелей и ангидритов; известняками темно-серыми, коричнегато-серыми, крепкими, массивными, плотными, микро-криптозернистыми, скрытокристаллическими, сильно доломитизированными, участками сульфатизированными, с редкими вертикальными трещинами, выполненными вторичным доломитом, с частыми скоплениями криноидей (скв. 24) и редкими остатками брахиопод (скв. 28). В данных отложениях отмечены нефтепроявления непрямоугольного значения (в виде единичных выпотов черной нефти). Толщина колеблется от 15,0 м (скв. 11) до 23,8 м (скв. 58).

Продуктивные отложения ведричских слоев саргаевского горизонта ( $D_{3sr(vd)}$ ) представлены, в основном, доломитами и доломитизированными известняками с редкими прослоями глин.

Доломиты серые, буровато-темно-серые, зеленовато-серые, микро-мелкозернистые, массивные, плотные, крепкие, неравномерно перекристаллизованные, сульфатизированные, трещиноватые, кавернозные, пористые. Участками порода тонкопористая, пропитанная нефтью. Трещины разнонаправленные, различной ширины (от 0,06 мм до 0,60 мм), залеченные шестоватым белым ангидритом, иногда выполнены бурым окисленным битумом. Каверны разнообразной формы, размером от 1 мм до 1,5 см, иногда встречаются до 3 см преимущественно открытые, реже инкрустированы ангидритом белым. По кавернам и трещинам выпоты коричневой нефти.



Местами отмечается слабая глинистость, пятнами пылеватая вкрапленность окисленного пирита. Встречаются крупные обломки члеников криноидей.

Известняки от светло-серых до темно-серых, тонко-микрозернистые, неравномерно доломитизированные, интенсивно сульфатизированные, массивные, плотные, прослоями глинистые (с разнонаправленными прожилками глинистого вещества), с многочисленными разноориентированными тонкими прерывистыми трещинами, залеченными белым кристаллическим кальцитом, реже вторичным сульфатом и глинистым материалом. Изредка встречаются каверны размером от 0,1-0,5 мм до 1,0-4,0 мм, стенки которых инкрустированы доломитом плотным, крепким. Данные отложения водорослевые, гастроподово-брахиоподовые, с криноидеями и фораминиферами, с редкими остракодами, с частыми недоразвитыми стилолитовыми поверхностями покрытыми черной глинистой, битуминозной пленкой. В породе рассеяна тонкая пылеватая вкрапленность окисленного пирита.

Толщина ведричских слоев изменяется от 17,8 м (скв. 81) до 26,4 м (скв. 24). Средняя толщина в целом саргаевских отложений составляет 41 м.

Продуктивные отложения семилукского горизонта ( $D_{3sm}$ ) согласно залегают на саргаевских породах и сложены доломитами с прослоями известняков и мергелей.

Доломиты серые, коричневато-серые, мелко-среднезернистые, массивные, плотные, перекристаллизованные, сульфатизированные, трещиноватые, неравномерно пористые и кавернозные, нефтенасыщенные. Каверны щелевидной, округлой и неправильной формы от первых мм до 30 мм, реже до 4 см, в основном, полые, реже инкрустированы вторичным доломитом, иногда с призматическими кристаллами ангидрита, с примазками и обильными выпотами коричневой нефти, иногда порово-кавернозные участки полностью пропитаны нефтью. Встречается пылеватая вкрапленность пирита. Повсеместно доломиты с текстурой колониальных кораллов, с единичными раковинами брахиопод, с остатками мшанок, перекристаллизованных в доломиты.

Известняки от светло-серых до темно-серых с зеленоватым оттенком, плотные, крепкие, массивные, тонкозернистые, комковато-сгустковые, скрытокристаллические, с брекчиевидной текстурой перекристаллизации, пелитоморфные, неравномерно глинистые, участками переходящие в мергели известковистые с тонкими прожилками битуминозных глин. Глинистые участки зеленовато-темно-серые до зеленовато-черных, с зеркалами

скольжения. Отмечаются разноориентированные тонкие трещины, заполненные вторичным сульфатом и кальцитом. Встречаются многочисленные скопления раковинного детрита: брахиоподы, членики криноидей.

Толщина семилукских отложений изменяется от 20,6 м (скв. 82) до 27,5 м (скв. 90).

Образования речицкого горизонта ( $D_3rch$ ) несогласно залегают на семилукских породах и в их разрезе выделяются три литологические пачки. Нижняя сложена мергелями серыми, красновато-бурыми, голубовато-зелеными пелитоморфно-микрозернистыми, плитчатыми с желваковидными включениями буровато-серых известняков и доломитов. Встречаются остатки пелеципод и редкие гнезда микрозерен пирита. Выше залегают темно-серые известняки. Верхняя пачка сложена глинами пестроцветными, аргиллитоподобными, местами слабоизвестковистыми, плотными, крепкими, со слабо выраженным раковистым изломом, с многочисленными зеркалами скольжения, глинистыми мергелями с углифицированными растительными остатками и известняками. Толщина горизонта изменяется от 4,0 м (скв. 82) до 10,3 м (скв. 52).

Породы воронежского горизонта ( $D_3vr$ ) несогласно залегают на размытой поверхности речицких отложений и разделены на стреличевские и птичские слои глинисто-мергелистой пачкой, включающей иногда сильно глинистые известняки.

Нижние стреличевские слои ( $D_3vr$  (str)) полностью отсутствуют в разрезе скважин 9, 20, 66, 81s2, 93, 109, частично срезаны нарушениями в верхней части разреза в скважинах 93s2, 112 и сложены преимущественно доломитами и известняками с линзовидными прослоями серых ангидритов и незначительным количеством глин и мергелей, в кровле залегает пласт ангидрита.

Доломиты серые, коричневатые-серые, микро-мелкокристаллические, массивные, плотные, неравномерно сульфатизированные, с признаками органической текстуры, с пылевой вкрапленностью окисленного пирита, пористые, трещиноватые, кавернозные, отмечаются парастилолиты (скв. 9005). Трещины разнонаправленные, тонкие, в основном сомкнутые, реже шириной до 3 мм. Более широкие трещины полые, щелевидные, некоторые с корочками ангидрита. Каверны размером 2-40 мм, выполнены преимущественно каменной солью, реже тонкочешуйчатыми кристаллами белого и светло-серого ангидрита. Доломиты характеризуются высокими

емкостными свойствами и являются продуктивными. По трещинам, кавернам и парастилолитам отмечаются выпоты подвижной светло-коричневой нефти и выделения газа. Пористый материал часто пропитан коричневой нефтью (скв. 9005). В породе встречаются остатки флоры и единичные членики криноидей, замещенные монокристаллами (скв. 24).

Известняки серые, темно-серые, коричневато-серые, массивные, плотные, крепкие, микро-тонкозернистые, доломитизированные, местами неравномерно ангидритизированные и глинистые до глин зеленых известковистых (скв. 11). В скважине 26 с туффогенным материалом. Слабопористые, в отдельных местах трещиноватые – трещины разноориентированные, клиновидные, прерывистые, выполнены ангидритом, вторичным белым кальцитом, глинистым материалом. Встречаются редкие каверны (размером 0,3-4,0 см), выполненные белым доломитом (скв. 50). В полостях и кавернах отмечаются выпоты нефти. Породообразующими являются тонкостенные трубчатые водоросли (скв. 50, 60), перекристаллизованные остатки кораллов (скв. 24, 60), мелкий детрит брахиопод (скв. 24, 9005), аммоноидей, криноидей (скв. 50), остракод (скв. 24), мшанок (скв. 28), обуглившаяся флора с недоразвитыми сугуростилолитовыми поверхностями. Толщина стреличевских слоев меняется от 20,1 м (скв. 89s2) до 30,9 м (скв. 20s2).

Птичские слои ( $D_3vr$  (pch)) полностью отсутствуют в разрезе скважин 9, 20, 66, 81s2, 93, 93s2, 109, 112, частично срезаны нарушениями в верхней части разреза в скважинах 20s2, 51, 82, 109s2 и сложены в нижней части преимущественно доломитами, местами переслаивающимися с ангидритами, в верхней части – известняками. В кровле также залегает пласт ангидрита.

Доломиты серого, светло-серого цвета, плотные, крепкие, неравномерно перекристаллизованные, ангидритизированные, участками пиритизированные, неравномерно пористые, микротрещиноватые, кавернозные. Поры открытые, частично сообщающиеся. Трещины, в основном, горизонтальные. Каверны единичные, размером до 5 мм, открытого типа, иногда частично инкрустированы доломитом и белым ангидритом. По порам и микротрещинам единичные выпоты коричневой нефти и выделения газа.

Известняки серые, темно-серые, участками с коричневатым оттенком, массивные, плотные, крепкие, крипто-микрозернистые, слабосульфатизированные, неравномерно доломитизированные, сгустково-комковатые (скв. 24), с частыми стилолитовыми швами, выполненными

черным органогенным глинистым веществом, с запахом нефти (скв. 11), вдоль которых отмечены зоны доломитизации, иногда с примесью туффогенного материала (скв. 4), участками и прослоями пористые, трещиноватые, кавернозные. Поры инкрустированы кристаллами кальцита, по стенкам которых отмечается бурый окисленный битум (скв. 50), выпоты и примазки окисленной нефти (скв. 50, 75). Трещины разнонаправленные, различной ширины, выполненные вторичным ангидритом, с редкими выпотами нефти (скв. 50). Каверны, в основном, мелкие, редкие до 6 см инкрустированы кристаллами доломита, с выпотами нефти. Среди плотных известняков неравномерно выделяются тонкозернистые, органогенно-детритовые и оолитовые разности, в которых встречаются скопления перекристаллизованных раковин брахиопод, остракод, гастропод (скв. 50), наблюдаются единичные кораллы (скв. 55), отпечатки водорослей (скв. 11), с остатками обуглившейся флоры.

Толщина птичских отложений варьирует от 24,0 м (скв. 81) до 39,7 м (скв. 90). Суммарная толщина воронежского горизонта изменяется от 47,5 м (скв. 81) до 69,1 м (скв. 90).

В основании евлановского горизонта находятся кустовницкие слои ( $D_{3ev}(kst)$ ), которые согласно залегают на воронежских отложениях и сложены ритмически чередующимися глинами, ангидритами, доломитами и известняками, реже песчаниками и алевролитами. Породы массивные, плотные, крепкие, с редкими субвертикальными трещинами, выполненными черной глиной или белым ангидритом. Присутствует редкая фауна весьма плохой сохранности (единичные раковины брахиопод). Отложения являются “переходной” пачкой между подсолевой и нижнесоленосной толщами. Толщина изменяется от 27,2 м (скв. 81) до 45,9 м (скв. 118).

**Нижнесоленосная толща** несогласно залегает на подсолевых карбонатных отложениях, представлена евлановским (анисимовские слои) ( $D_{3ev}, an$ ) и ливенским ( $D_{3lv}$ ) горизонтами, которые полностью вскрыты только в скважинах 4, 60. В разрезе остальных скважин либо вскрыты частично, либо полностью отсутствуют (скв. 20s2, 51, 82, 83, 90, 93, 93s2, 106, 109, 109s2, 112, 113). Литологически отложения анисимовских слоев евлановского горизонта сложены переслаивающимися глинистыми, карбонатно-сульфатными и терригенными породами с прослоями каменной соли; ливенские – представлены каменной солью с многочисленными несолевыми прослоями ангидритов, доломитовых мергелей и

аргиллитоподобных глин. Вскрытая максимальная толщина нижнесоленосных отложений 1588,6 м (скв. 4).

**Межсолевая толща** в составе домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов согласно залегает на ливенских отложениях.

Домановичский горизонт ( $D_{3dm}$ ) представлен известняками зеленовато-серыми, ангидритизированными, глинистыми и мергелями плотными, массивными, с линзовидными прослоями ангидритов. Средняя толщина 24 м. Отложения задонского горизонта ( $D_{3zd}$ ) несогласно залегают на домановичских и представлены известняками и доломитами.

Среди известняков преобладают глинистые, комковато-сгустково-строматолитовые, переслаивающиеся с известняками микрозернистыми, массивными, брахиоподовыми. Доломиты серые, мелко-среднезернистые, крепкие. В породах отмечается трещиноватость, трещины выполнены кальцитом и доломитом.

Породы елецкого горизонта ( $D_{3el}$ ) несогласно залегают на задонских отложениях и литологически разрез сложен известняками и доломитами.

Известняки серые, крепкие, со скоплениями туффогенного материала по наслоению, трещиноватые. Доломиты глинистые, мелкокавернозные. По наслоению, трещинам и реже стенкам каверн наблюдаются крупнозернистый кальцит, реже каменная соль, с примазками и выпотами нефти.

Отложения петриковского горизонта ( $D_{3ptr}$ ) несогласно залегают на елецких и представлены, главным образом, известняками серыми, глинистыми, органогенными, трещиноватыми, а также доломитовыми мергелями и глинистыми доломитами.

Межсолевые трещиноватые глинистые известняки с вторичными расширениями (кавернами) по ходу трещин являются промышленно нефтеносными.

Средняя толщина межсолевых отложений 300 м.

Выше по разрезу залегает **верхнесоленосная толща**, состоящая из двух подтолщ: галитовой и глинисто-галитовой.

**Галитовая подтолща** в составе лебедянского и найдовских слоев оресского горизонтов ( $D_{3lb} + D_{3or_1, nd}$ ) несогласно перекрывает межсолевые отложения, имеет неравномерное распределение и представлена каменной солью полупрозрачной, крупнокристаллической, с незначительными включениями, реже тонкими пропластками глинистого материала, которая переслаивается с известняками, ангидритами, мергелями реже доломитами. Толщина изменяется от 269,2 м (скв. 9) до 1469,5 м (скв. 4).

**Верхнесоленосная глинисто-галитовая подтолща**, сложенная шатилковскими, осовецкими, любанскими слоями оресского горизонта и отложениями стрешинского горизонта ( $D_{3or2}$ , sht+osv+ls+ $D_{3str}$ ), представлена преимущественно глинисто-карбонатными породами с прослоями каменной соли. Максимальная толщина отмечена в скважине 93 (1385,4 м).

**Надсолевая толща** включает образования девонской (полесский горизонт  $D_{3pl}$ ), каменноугольной и пермской систем палеозойской эратемы; триасовой, юрской и меловой систем мезозойской эратемы; палеогеновой, неогеновой и антропогеновой систем кайнозойской эратемы. Толща представлена карбонатно-глинистыми породами: глинами с прослоями песчаников и известняков, песками и кварцево-полевошпатовыми песчаниками, мергелями, песчанистым мелом, ледниковыми, водноледниковыми образованиями. Общая толщина надсолевых отложений изменяется от 1840,9 м (скв. 11) до 2476,1 м (скв. 9).

## **2. ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОЛОТУХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В тектоническом отношении Золотухинское месторождение приурочено к одноименной структуре, расположенной в пределах Червонослободско-Малодушинской ступени Северной структурно-тектонической зоны Припятского прогиба, между Северо-Новинской структурой на востоке, Ведричской и Западно-Малодушинской структурами на западе.

Первые геофизические исследования на Золотухинской площади проводились с 1957 г. По результатам поисково-детализационных работ КМПВ и МОВ, проведенных трестом “Белоруснефтегеофизика” в 1968 г., выявлено Золотухинское поднятие по поверхности кристаллического фундамента. В 1969 г. на основе поисково-детализационных работ КМПВ и МОВ, проведенных этим трестом, построены первые структурные карты поверхностей кристаллического фундамента, подсолевых отложений и верхней соленосной толщи.

В связи с высокой сложностью сейсмогеологических условий представление о строении межсолевого и подсолевого резервуаров Золотухинского месторождения в процессе поисково-разведочных работ на протяжении десятка лет неоднократно изменялось и уточнялось.

На основании проведенных сейсмических работ в 1971 г. объединением “Белоруснефть” на Золотухинской площади начаты поисковые работы, результатом которых является открытие межсолевой нефтяной залежи. Только спустя 12 лет в 1983 г. были открыты подсолевые залежи. Это обусловлено несовпадением межсолевых и подсолевых продуктивных отложений в структурном плане.

В 1997 г. с целью детализации сложного строения подсолевого комплекса юго-восточной части Золотухинского месторождения ПО “Западнефтегеофизика” проведены полевые сейсморазведочные работы, а отделом сейсмической интерпретации Управления геологоразведочных работ РУП “Производственное объединение “Белоруснефть” выполнена обработка и интерпретация сейсморазведочных данных МОГТ по системе 2Д по отражающим сейсмическим горизонтам 1, 2D, 2Dп, 1Dт, соответствующим поверхностям глинисто-галитовой, межсолевой, включая сульфатно-карбонатную пачку боричевских слоев, и девонской подсолевой терригенной толщи.

В течение следующих двух лет 1998-1999 гг. вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП) проведено в скважинах 75 и 64. За 2001-2002 гг. составлены вертикальные сейсмические профили по скважинам 73 и 111. В 2003 г. проведено ВСП по скважине 112. В 2004 г. получены результаты ВСП, проведенного в скважинах 51 и 81. Далее, в 2005 г. профилирование ВСП не проводилось; в 2006 г. ВСП проведено по двум скважинам – 76 и 84; в 2007 г. – в скважинах 55 и 89; в 2008 г. – в скважине 83.

Результаты ВСП позволили существенно уточнить южную границу подсолевых отложений. Эти данные положены в основу современной геологической модели Золотухинского месторождения.

Структурно-тектоническое строение месторождения весьма сложное, поскольку здесь присутствуют элементы как разрывной, так и пликативной тектоники, связанные с движением блоков кристаллического фундамента и с проявлениями соляного тектогенеза, проходившими в соответствии с общей историей развития Припятского прогиба.

На площади Золотухинского месторождения представлены катаплатформенный (среднерифейско-нижневендский комплекс) и ортоплатформенные (среднедевонско-среднетриасовый и верхнетриасово-антропогеновый комплексы) структурно-формационные подразделения.

Вся осадочная толща пород выполнена в основном образованиями среднедевонско-триасового (герцинского) структурного комплекса. Он наиболее сложно построен и в его пределах, согласуясь с уровнями верхнефранской (нижней) и фаменской (верхней) соленосных толщ, происходит переход от блоковой структуры поверхности фундамента и рифейско-вендских отложений, преимущественно блоковой структуры подсолевых девонских отложений, к блоково-пликативной структуре межсолевых и пликативной структуре надсолевых отложений. В соответствии с характером дислоцированности слагающих пород, герцинский комплекс подразделяется на эйфельско-среднефранский, верхнефранско-каменноугольный и верхнепермско-триасовый структурные этажи.

Поверхность кристаллического фундамента, сформированная в архейско-раннепротерозойское время (доплатформенный этап развития), вскрыта только одной скважиной 9005, и двумя скважинами 5 и 9 за пределами подсолевой продуктивной части структуры, что недостаточно для детализации тектонического строения фундамента. С учетом сведений по соседним месторождениям, находящимся в аналогичных структурно-тектонических условиях (Западно-Малодушинское, Малодушинское, Барсуковское и др.),



кристаллический фундамент рассматриваемой территории представляет сложную блоково-ступенчатую структуру субширотного простирания, относящуюся к герцинскому структурному комплексу.

На эродированной поверхности кристаллического фундамента залегают отложения осадочного чехла. В объеме эйфельско-среднефранского структурного этажа выделяются подсолевые карбонатные отложения, являющиеся на описываемой территории промышленно нефтеносными.

Представление о строении подсолевого резервуара Золотухинского месторождения менялось с течением времени, соответственно этому изменялись и геологические модели подсолевых залежей.

Предлагаемый современный вариант строения подсолевых карбонатных отложений отражен на структурных картах поверхности саргаевских, семилукских и воронежских отложений Золотухинского месторождения и геологических разрезах (Приложения 1-9). Структурная карта по кровле базового семилукского горизонта утверждена ПДЭК (постоянно действующей экспертной комиссией) РУП “Производственное объединение “Белоруснефть” 15 июня 2010 г.

По данным бурения и разведки подсолевой комплекс Золотухинского поднятия представляет собой моноклинально погружающийся в северо-восточном направлении блок пород, простирающийся вдоль регионального тектонического нарушения, оконтуривающего структуру с южной стороны в направлении с северо-запада на юго-восток.

Региональное нарушение относится к системе мантийного листрического Червонослободско-Малодушинского ступенеобразующего разлома, отделяющего Северную зону ступеней от Внутреннего грабена, имеющего общую амплитуду до 1000-2000 м.

Нарушение осложнено наличием промежуточной ступени, отделенной от основного продуктивного блока разломом-спутником амплитудой от 70м в районе скважины 5 (западная часть структуры) до 125м в районе скважины 66 (восточная часть структуры).

Местоположение южного оконтуривающего разлома картируется по результатам бурения ряда скважин: 5, 81s2, 82,89s2, 93, 93s2, 109, 109s3, 112, 113, 9005, 20s2, 66 и подтверждается результатами сейсмического профилирования ВСП, которым охвачена в период с 1998 г. по 2008 г. практически вся южная граница.

Толща подсолевых отложений Золотухинской структуры в пределах продуктивного блока разбита рядом оперяющих нарушений, направленных как вкрест южному региональному разлому, так и субпараллельно ему.

Оперяющие разломы являются по своей сути сколами вследствие разгрузки напряжений, накопившихся в массиве пород в процессе региональных тектонических подвижек.

Нарушения малоамплитудные, максимальная амплитуда в корневой части составляет 35 м, затем постепенно уменьшается до 0 м в северном направлении, затухая к периферии.

Строение центрального приподнятого блока, обрамленного разломами, осложнено в сводовой части наличием микроступени.

Кроме разломов, сопряженных с южным региональным нарушением и направленных вкрест его простирания, западная и центральная части структуры осложнены малоамплитудными сбросами, расположенными параллельно структурообразующему разлому и образующими в вершине блока микроступени. Амплитуда разломов составляет от 20 м.

Подсолевые залежи имеют единый ВНК (-3441 м), который установлен по результатам испытания и ГИС в скважинах 50 и 52.

Поверхность продуктивных подсолевых карбонатных отложений погружается в северо-восточном направлении. Падение пород происходит в западной части структуры под углом 9-10°, в центральной части под углом 8-12°, в восточной части под углом 9-13°.

Залежь нефти воронежского горизонта (стреличевские слои) пластовая, сводовая, тектонически и литологически ограниченная. Размеры залежи: 7,9 км \* 0,6 км \* 0,137 км.

Золотухинская подсолевая структура по кровле базового семилукского горизонта имеет следующие размеры: длина составляет 8,4 км, ширина в западной части структуры в пределах изогипсы -3460 м в самом широком месте – 0,7 км, в центральной части в пределах изогипсы -3490 м – от 0,7 км до 1,0 км, в среднем 0,85 км, в восточной части в пределах изогипсы -3520 м – от 0,7 км до 1,0 км, в среднем 0,85 км; высота: в западной части – 170 м, в центральной части – 200 м, в восточной части – 220 м. Залежь семилукского горизонта пластовая, сводовая, тектонически ограниченная.

Залежь нефти саргаевского горизонта пластовая, сводовая, тектонически ограниченная. Размеры залежи центрального участка 2,85 км \* 0,4 км \* 0,14 км, восточного – 0,81 км \* 0,3 км \* 0,14 км.

Отмечается полное соответствие структурных планов по саргаевскому, семилукскому и воронежскому продуктивным горизонтам.

Верхнефранско-каменноугольный структурный этаж объединяет нижнесоленосные, межсолевые, верхнесоленосные, надсолевые девонские и каменноугольные отложения и соответствуют авлакогеновому этапу развития прогиба.

Для поверхности продуктивных межсолевых отложений Золотухинской структуры характерным является пликативно-блоковое строение, обусловленное движением блоков по разломам, а также проявлениями соляного тектогенеза.

Структура представляет собой антиклинальную складку с крутым северо-восточным (угол падения  $23^\circ$ ) и более пологим западным (угол падения  $17^\circ$ ) крыльями.

Свод складки широкий, пологий (угол падения  $5-10^\circ$ ) по существу представляет собой наклоненную к югу площадку. Простирается структура северо-западное. Наиболее приподнятая часть свода находится в районе скважин 61 и 48. Размеры в пределах изогипсы -2400 м составляют: длина структуры – 14,5 км, ширина – 3 км, высота – 630 м.

Межсолевая залежь массивная, сводовая, литологически ограниченная. На основании данных опробования в скважинах 14 и 31 водонефтяной контакт принят условно на отметке -2137 м. Границы залежи проведены на середине расстояния между приточными и неприточными скважинами.

Структурные планы поверхностей межсолевых и подсолевых отложений не совпадают. Сводовые участки межсолевых отложений смещены к северу относительно подсолевых отложений на 3-5 км.

Межсолевая структура содержит залежь нефти промышленного значения. Толщина межсолевых отложений имеет тенденцию к послойному сокращению в направлении от свода складки к югу. Над региональным структурообразующим разломом межсолевые отложения имеют эрозионный срез, южнее которого они полностью отсутствуют. Здесь вдоль всей поднятой части структуры проходит широкая зона полного отсутствия межсолевых отложений, образование которой невозможно объяснить только сбросовым характером дислокаций.

Пликативно-блоковый характер межсолевых отложений сформировался в результате взаимовлияния сил различного происхождения. Это постседиментационные процессы размыва сформировавшихся отложений с последующим облеканием их осадками; отражение разломов, затухающих в

верхней части подсолевых отложений, флексурами в пластичной нижнесоленосной толще; галокинез верхней соленосной толщи, проявившийся в виде выдавливания и течения соли.

В результате проявления соляного тектогенеза в верхней соленосной толще на Золотухинской площади образовалось два брахиантиклинальных поднятия, осложняющие региональный Малодушинский верхнесоленосный вал. Амплитуда поднятий 200-250 м, простирание северо-западное.

Северное крыло западной брахиантиклинали погружается под углом  $20^{\circ}$ , южное – под углом  $50-60^{\circ}$  (между скважинами 1 и 14), выполаживаясь до  $20-15^{\circ}$  с дальнейшим погружением.

Свод соляной структуры в плане на 350 м смещен к северу по отношению к своду межсолевой структуры.

Глинисто-галитовые и галитовые отложения верхней и нижней соленосных толщ большой мощности, облекающие продуктивную приподнятую ступень Золотухинской структуры и южный опущенный блок, через тектонический экран сопрягаясь с продуктивными подсолевыми и межсолевыми отложениями, являются региональным флюидоупором, способствовавшим в свое время формированию ловушки и образованию залежей нефти.

Выше залегают терригенно-сульфатно-карбонатные породы, завершающие собой верхнефранско-каменноугольный этаж.

Над каменноугольными отложениями располагается пестроцветная толща верхнепермско-триасового этажа, которая включает мезо-кайнозойские отложения, и соответствует позднеплатформенному этапу развития Припятского прогиба. Она характеризуется уменьшением степени дислоцированности пород, уменьшением амплитуды поднятия и выполаживанием углов падения пород вверх по разрезу.

Верхнетриасово-антропогеновый структурный комплекс залегает почти горизонтально.

### 3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЗОЛОТУХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Золотухинское месторождение расположено в западной части Малодушинской зоны нефтегазонакопления, где промышленно-нефтеносными являются межсолевые (петриковские, елецкие, задонские) и подсолевые (воронежские, семилукские, саргаевские) отложения. Испытания евлановских, старооскольских, витебско-пярнусских, наровских, протерозойских и архейских отложений притоков пластового флюида не дали. Из ланских отложений получены притоки пластовой воды (скв.26).

Залежь нефти воронежских отложений. Коллекторами нефти являются кавернозные, пористые, трещиноватые доломиты и известняки. Емкостные характеристики определялись лабораторным путём и по результатам ГИС. По методу Преображенского в интервалах пород-коллекторов было исследовано 97 образцов, на основании чего средняя открытая пористость принята равной 1,8%. Пористость по ГИС изменяется в пределах от 4% до 10%, нефтенасыщенность, соответственно, от 77% до 96%. На рисунке 2.8 представлена карта эффективных толщин, построенная на основе данных, полученных по результатам обработки ГИС. Нефтенасыщенные толщины варьируют от 0,8 м до 17,3 м. Среднее значение коэффициента доли коллекторов составляет 0,43, коэффициент расчленённости 2,0. Проницаемость пластов-коллекторов по гидродинамическим исследованиям составляет 0,077 Д. (Таблицы 2.1-2.4).

Тип коллектора каверново-порово-трещинный.

Залежь нефти семилукского горизонта. Коллекторами нефти являются доломиты пористые, с вертикальными трещинами и многочисленными кавернами.

По методу Преображенского в интервалах пород-коллекторов было исследовано 54 образца, на основании чего средняя открытая пористость принята равной 1,5%. Пористость по ГИС изменяется в пределах от 3% до 12%, нефтенасыщенность, соответственно, от 74% до 92%. На приложении 2 представлена карта эффективных толщин, построенная на основе данных, полученных по результатам обработки ГИС. Нефтенасыщенные толщины варьируют от 1,3 м до 22 м. Среднее значение коэффициента доли коллекторов составляет 0,56, коэффициент расчленённости 1,86. Проницаемость пластов-коллекторов по гидродинамическим исследованиям составляет 0,023 Д.

Тип коллектора каверново-порово-трещинный.

Залежь нефти саргаевского горизонта. Коллекторами нефти являются кавернозные, трещиноватые доломиты и известняки. Продуктивные отложения приурочены к ведрическим слоям. По лабораторным исследованиям керна (15 образцов) величина открытой пористости составила 1,9%. Пористость по ГИС изменяется от 4% до 7%, нефтенасыщенность, соответственно, от 82% до 89%. На приложении 3 представлена карта эффективных толщин, построенная на основе данных, полученных по результатам обработки ГИС. Нефтенасыщенные толщины варьируют от 1,0 м (скв. 55) до 10,1 м (скв. 109). Выделяются два участка распространения коллекторов: центральный и восточный. Среднее значение коэффициента доли коллекторов составляет 0,23, коэффициент расчленённости 2,68. Проницаемость пластов-коллекторов по гидродинамическим исследованиям составляет 0,088 Д. (Таблицы 2.1-2.4).

Тип коллектора каверново-порово-трещинный.

Сопоставляя выделенные по ГИС интервалы коллекторов с интервалами испытаний, следует, что притоки получены из ведрических отложений. Наличие нефтяных коллекторов в сарьянских отложениях результатами испытаний не подтверждается.

Анализируя карты эффективных толщин по площади, следует сделать вывод о том, что максимальные значения их приурочены к сводовым частям залежей и уменьшаются в северо-восточном направлении. В направлении простирания регионального разлома отмечается ритмичная смена значений величин эффективных толщин с меньшей на большую и обратно.

Петрико-елецко-задонская залежь. Коллекторами нефти межсолевой залежи являются трещиноватые глинистые известняки с вторичными расширениями (кавернами) по ходу трещин. Преобладает вертикальная трещиноватость.

По ГИС трещинная составляющая не выделяется, а также не проводились лабораторные исследования керна, поэтому статистическая характеристика петрико-елецко-задонского коллектора не приводится. (Таблицы 2.1-2.4).

Тип коллектора трещинный.

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

Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически ограниченная с юга, запада и востока региональным сбросом, с севера-контуром нефтеносности. Размеры залежи: ширина 1,05 км, длина 2,3 км, высота 115 м. Режим работы залежи упруго-водонапорный.

Нефтенасыщенные толщины, выделенные по ГИС, составили: в скв. 1-12,4 м.; 5-14 м.; 28-10,2 м.; 29-8,6 м.; 36-12,8 м.; 37-13,8 м.

Саргаевская залежь. Отложения саргаевского горизонта в границах месторождения вскрыты скважинами: 1, 5-7, 9, 28-30, 36, 37. Коллекторами нефти являются доломиты кавернозные, трещиноватые.

Нефтенасыщенная толщина по ГИС в скважине 5 составляет 8,4 м.

Залежь нефти пластовая, сводовая. С юга, запада и востока ограничена региональным сбросом. На севере зоной литологического замещения, условно установленной на середине расстояния между приточной скважиной 5 и бесприточными скважинами 28, 29, 37. Размеры залежи: длина 750 м, ширина 500 м, высота 50 м. ВНК для елецкой залежи на абсолютной отметке - 2873 м; для семилукской залежи на отметке - 3735 м.

## 4 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗОЛОТУХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Характеристика пластовых вод межсолевой залежи (ptr-el-zd) Золотухинского месторождения дана по составу пластовых вод из скважин 14, 15, 16, 17, 31, 33, 35, 36, 44, 46, 49, отобранных на глубинах 2072-2364 м. Пластовые воды представлены высокоминерализованными рассолами хлоридно-кальциевого типа. Значения общих показателей химического состава (минерализация, плотность, реакция среды), а также содержания основных компонентов приведены в таблице 1.

Динамическая вязкость рассолов в начальных пластовых условиях, рассчитанная по уравнениям А.В. Кудельского и др. (1985 г.), составляет  $(0,947-1,203) \cdot 10^{-3}$  Па·с (в среднем  $1,116 \cdot 10^{-3}$  Па·с). В процессе бурения скважины 33s3-Золотухинская 15-20.02.2011 г. получены представительные пробы пластового рассола с глубины 2022-2025 м (ptr-el-zd), динамическая вязкость которых  $1,215 \cdot 10^{-3}$  Па · с.

При снижении давления и температуры в стволах добывающих скважин и на промысловом оборудовании из пластовых рассолов может осаждаться галит. При смешении рассолов с технологическими водами, имеющими высокие концентрации сульфатов и гидрокарбонатов, может осаждаться гипс, ангидрит, кальцит и, реже, доломит.

*Таблица 1. Показатели химического состава пластовых вод межсолевой залежи Золотухинского месторождения*

Наименование показателей	Количество исследованных		Содержание	
	скважин	проб	диапазон изменения	среднее значение
Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	11	23	237,40-330,70	301,56
Плотность, г/см <sup>3</sup>	11	23	1,167-1,810	1,230
рН	10	20	1,80-7,60	5,51
Хлориды, мг/дм <sup>3</sup>	11	23	147277,7-205610,0	186246,5



Сульфаты, мг/дм <sup>3</sup>	11	23	140,0-956,7	386,08
Гидрокарбонаты, мг/дм <sup>3</sup>	10	16	0-658,8	112,88
Кальций, мг/дм <sup>3</sup>	11	23	19037,2-37314,5	27174,34
Магний, мг/дм <sup>3</sup>	11	23	2166,9-6390,0	4282,27
Натрий + калий, мг/дм <sup>3</sup>	11	23	56172,1-101242,1	81306,4
Бром, мг/дм <sup>3</sup>	11	23	564,7-1684,9	1183,36
Аммоний, мг/дм <sup>3</sup>	11	23	232,6-630,0	430,20
Йод, мг/дм <sup>3</sup>	11	23	11,80-80,00	41,87

На данном этапе разработки химический состав попутно добываемых вод (таблица 2.18) формируется за счёт смешения в различных пропорциях пластовых и технологических вод, которыми обрабатывается призабойная часть скважин.

Плотность попутно добываемых вод изменяется от 1,122 г/см<sup>3</sup> до 1,230 г/см<sup>3</sup> (рисунки 2.1, 2.2), минерализация – от 189 г/дм<sup>3</sup> до 345 г/дм<sup>3</sup>.

*Таблица 2. Химический состав попутно добываемых вод межсолевой залежи Золотухинского месторождения*

Тип воды	Технологическая вода (для обработок)		Попутные воды	
	ЦДНГ-2	ЦДНГ-2	Золотухинское 45	Золотухинское 30s3
Месторождение, скважина				
Дата отбора	10.06.2010	22.02.2011	08.01.2011	22.06.2011
Возраст			ptr-el-zd	ptr-el-zd
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,000	1,028	1,190	1,230
Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	1,28	38,54	269,30	345,60
pH	6,8	6,6	5,3	5,0
Cl, мг/дм <sup>3</sup>	368,78	24822,00	166662,00	213825,00

HCO <sub>3</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	246,44	248,88	43,92	102,50
SO <sub>4</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	250,24	500,54	414,00	239,90
Ca, мг/дм <sup>3</sup>	196,39	6012,00	22044,00	57114,00
Mg, мг/дм <sup>3</sup>	30,40	2885,62	3189,40	1215,00
Na+K, мг/дм <sup>3</sup>	184,50	4071,02	76977,30	71473,60

## 5 ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПРОФИЛЕЙ

Для построения профилей используется структурная карта по кровле межсолевых отложений. Разбиваем структурную карту сеткой из серии профилей субперпендикулярно простиранию структуры на 3 части. Нумерация профилей с запада на восток (слева направо) римскими цифрами. Нумерация точек снизу вверх.

По отмеченным точкам каждого профиля методом интерполяции находим абсолютную отметку поверхности горизонта. Данные заносим в таблицу 5.1 и по ним строим профили кровли задонского (кузьмичевские слои) горизонта. Для правильного построения тектонических нарушений определяем дополнительные точки.

*Таблица 3 – Абсолютные отметки точек поверхности горизонта для каждого профиля*

	I - I	II - II	III - III
1	-2050	-2010	-2600
2	-2015	-2050	-2500
3	-2010	-2040	-2300
4	-2040	-2080	-2095
5	-2080	-2150	-2010
6	-2200	-2240	-2065
7	-2450	-2450	-2140
8	-	-2775	-2225

На профили выносим ближайшие скважины. По геологическому описанию достраиваем подошву профиля субпараллельно построенной кровле. Согласно описанной литологии построенного горизонта обозначаем литологию соответствующими условными знаками. Подписываем горизонты согласно стратиграфии отложений. Наносим границу ВНК.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения курсовой работы по теме «Геологическое строение Золотухинского месторождения» предлагается студентам специальности 1-51-02-02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» мы выполнили все, поставленные нами цели.

В ходе данной работы мы научились собирать необходимый геологический материал, правильно его комплектовать и реферировать. Научились правильно делать геологическое описание объекта, выполнили графические построения, научились строить геологические профили по структурной и геологической карте, научились читать геологические карты и разрезы.

Актуальность данной работы заключается в том, что при ее выполнении студентами третьего курса закладываются базовые понятия и навыки, такие как стратиграфия, литология, гидрогеология, нефтегазоносность, а так же построение геологических профилей по структурным и геологическим картам.

### **Список использованных источников**

1. Правила разработки нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений Республики Беларусь. – Гомель; 2005. - 96 с.
2. Научное обоснование ввода и составление проектов поисковоразведочного бурения на новых площадях объединения «Белоруснефть»: Золотухинская площадь. Заключительный отчет / «УкрГИПРОНИИнефть»; Руководитель темы В.М. Салажев – Тема 82.66.76/01.55. Этап I. Инв. № 151.-Киев-Гомель, 1975. – 35с.
3. Тектоника Беларуси. Под редакцией Р.Г. Гарецкого. – Мн.: Наука и техника, 1976. – 200 с. 5. Составление проектов пробной эксплуатации новых нефтяных месторождений объединения «Белоруснефть»: Золотухинское месторождение. Отчет о НИР / УкрГИПРОНИИнефть; Руководители А.К. Гончарова, Г.Н. Гурьянов - Тема 82.41.38.81/04.55. Этап II. Инв. № 450.-Киев, 1982. – 73с.