

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геологии и геохимии  
горючих ископаемых

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДОРАЗВЕДКИ  
ЧУМПАССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

Студента 5 курса 551 группы  
специальности 21.05.02 - прикладная геология  
геологического факультета  
Груценко Дмитрия Николаевича

Научный руководитель  
кандидат геол.-мин.наук, доцент

\_\_\_\_\_ М.П. Логинова  
подпись, дата

Зав. кафедрой  
доктор геол.-мин.наук, профессор

\_\_\_\_\_ А.Д. Коробов  
подпись, дата

Саратов 2016

## **Введение**

Объектом изучения в дипломной работе является Чумпасское месторождение, открытое в пределах Чумпасского лицензионного участка Нижневартовского свода Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

В административном отношении Чумпасское месторождение находится в пределах Нижневартовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 90 км западнее от районного центра г. Нижневартовска.

Целью дипломной работы является доразведка залежей пластов ЮВ<sub>1-1</sub> васюганской свиты верхней юры, Ач<sub>1</sub> ачимовской толщи, АВ<sub>1-3а</sub> алымской свиты нижнего мела Чумпасского месторождения. Решаемыми задачами являлось:

- сбор, анализ и обобщение фактического материала;
- уточнение геологического строения исследуемого месторождения;
- выбор места заложения разведочных скважин и определение комплекса геолого-геофизических исследований в рекомендуемых скважинах.

В основу дипломной работы положены материалы, собранные в период прохождения преддипломной производственной практики: тематические отчеты, результаты геофизических работ, материалы бурения и испытания поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, результаты ГИС, лабораторных исследований керна и др.

Дипломная работа состоит из введения, 5 глав, заключения и содержит 55 страниц текста, 2 таблицы, 2 рисунка, 10 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

## Основное содержание работы

Для изучения территории в 1947 - 1957 гг. проводились площадные аэромагнитные и геологические съёмки, сейсморазведочными работами МОВ, было изучено строение северо-западного склона Нижневартовского свода. В 1976 г. сп 6/76 была выявлена Чумпаская структура [1].

В конце 1977 года был утверждён «Геологический проект поискового бурения на Чумпаской площади Нижневартовского района Ханты-мансийского автономного округа», где перспективы нефтеносности связывались с пластами ЮВ<sub>1-1</sub>, ачимовской толщей, пластами БВ и АВ.

Чумпаское месторождение было открыто в 1979 году первой поисковой скважиной 150П, пробуренной в сводовой части структуры, при испытании которой был получен приток нефти дебитом 7.6 м<sup>3</sup>/сут. из пласта ЮВ<sub>1-1</sub>. В результате бурения и испытания поисковых скважин 151П и 152П были также получены притоки нефти из пласта ЮВ<sub>1-1</sub> 10.3 м<sup>3</sup>/сут. и ачимовских отложений дебитом 12.6 м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, было подтверждено наличие залежей нефти в пласте ЮВ<sub>1-1</sub> (васюганской свиты), в ачимовских отложениях.

С 1982 по 1985 гг. на месторождении дополнительно было пробурено 11 разведочных скважин и осуществлено открытие высокодебитной залежи нефти в пластах АВ<sub>1-3</sub> (алымской свиты), и БВ<sub>6-1</sub> (ванденской свиты) в южной гипсометрически наиболее высокой части площади. А в 1984 году скважинами 155Р и 167Р, пробуренными к северу за пределами Чумпаского поднятия, подтверждена нефтеносность пластов ЮВ<sub>1-1</sub>(васюганской свиты) и АВ<sub>1-2</sub> (алымской свиты).

В 1986-1987 гг. в пределах месторождения было пробурено дополнительно 9 разведочных скважин, в которых при испытании были получены притоки нефти из пласта АВ<sub>1-3</sub> (алымской свиты) (скв.193Р), ачимовских отложений (скв.197Р) и верхнеюрских отложений (скв. 190Р, 197Р).

Бурение добывающих скважин было начато в июле 1986 года и в этом же году месторождение введено в опытно-промышленную эксплуатацию.

Дальнейшее уточнение геологического строения месторождения осуществлялось эксплуатационным бурением.

В 1987 году Тюменской тематической экспедицией (ТТЭ) на утверждение в ГКЗ СССР был представлен отчёт «Подсчёт запасов нефти и газа Чумпасского месторождения Тюменской области». На дату составления подсчёта на месторождении было пробурено 32 поисково-разведочных скважин (из них 9 скважин за пределами ЛУ) и 10 эксплуатационных. Утверждены начальные балансовые (извлекаемые) запасы нефти в объёме 96491 (38623) тыс.т по категории  $C_1$  и 27215 (7476) тыс.т. – по категории  $C_2$  [2].

При дальнейшей доразведке месторождения расположение скважин осуществлялось по индивидуальным проектам. В период с 1990 года по 2000 год было пробурено всего 3 поисково-разведочные скважины: 207Р, 229П, 270Р. Из вновь пробуренных скважин только в одной скважине был получен приток нефти из пласта БВ<sub>6</sub> (ванденской свиты) и из верхнеюрских отложений (скв.270Р), остальные скважины оказались в водоносной зоне.

В 1992 году по результатам бурения 25 поисково-разведочных и 300 эксплуатационных скважин был выполнен пересчет запасов месторождения институтом «Гипрвостокнефть». По результатам пересчёта запасы нефти на месторождении сократились по всем объектам; в целом балансовые запасы уменьшились в 2 раза, извлекаемые в 2,8 раз и составили по категориям В+ $C_1$ - 54848 (16156) тыс.т. и по  $C_2$  – 6848 (538) тыс.т [3].

В настоящее время в пределах Чумпасского лицензионного участка пробурено 28 поисково-разведочных и 304 эксплуатационных скважин.

В геологическом строении Чумпасского месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента, представленные метаморфическими породами и залегающие на них терригенные отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Породы складчатого фундамента не вскрыты скважинами, поэтому они охарактеризованы по материалам скв. 173Р, пробуренной на соседней Западно-Урьевской площади.

Доюрские отложения в Западной Сибири слагают собственно складчатый палеозойский фундамент, а так же, составляющую переходный комплекс, вулканогенно - осадочную толщу туринской серии нижнего триаса. Вскрытые породы переходного комплекса представлены песчаниками, алевролитами, аргиллитами, углистыми и глинистыми сланцами.

На границе доюрского и мезозойско-кайнозойского комплекса, как правило, прослеживается кора выветривания мощностью до 50м, представленная породами трещиноватыми и измененными процессами выветривания.

Мезозойская эратема включает в себя отложения юрской и меловой систем, представленные, как правило, чередованием переслаивающихся между собой песчаных и глинистых разностей.

Отложения юрской системы несогласно залегают на породах коры выветривания и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним. Нижний и средний отделы сложены близкими по генезису породами, в них выделяют горелую (толщиной 79 м) и тюменскую (толщиной 360 - 375 м) свиты. Верхний отдел подразделяется на васюганскую (толщиной 69 - 78 м), георгиевскую (толщиной 1-5 м) и баженовскую (толщиной 15-17 м) свиты.

Меловая система представлена двумя отделами: нижним и верхним. Нижний отдел представлен мегионской (толщиной 320-380 м), ванденской (толщиной 460-480 м), алымской (толщиной 77-85 м) и нижней частью покурской свит. Верхнемеловые и палеоценовые отложения представлены верхней частью покурской свиты (общая мощность которой 730-760 м), кузнецовской (толщиной 26-30 м), березовской (толщиной 95-105 м) и ганькинской (толщиной 103-115 м) свитами.

Кайнозойская эратема включает в себя отложения палеогеновой и четвертичной систем.

Палеогеновая система представлена тремя отделами. Палеоценовый отдел представлен талицкой свитой (толщиной 80-100 м). Эоцен-олигоценый отделы представлены люлинворской свитой (толщиной 180-190 м).

Олигоценый отдел представлен тавдинской (толщиной 100 м), атлымской (толщиной 70 м), новомихайловской (толщиной 110 м) и туртасской (толщиной 90 м) свитами.

Четвертичные отложения в виде сплошного чехла покрывают почти всю территорию Среднего Приобья, залегая несогласно на палеогеновых отложениях и представлены плейстоценовым отделом (толщиной 60-70 м).

Чумпасская структура (структура III порядка) приурочена к Локосовскому структурному мысу (структура II порядка) и в региональном тектоническом отношении расположена в западной части крупнейшей структуры I порядка – Нижневартовского свода, осложнённого структурами II порядка: выступами, ложбинами и седловинами. В строении Западно-Сибирская плиты, в центральной части которой расположена исследуемая структура, выделяют несколько структурных этажей: нижний этаж представлен складчатыми кристаллическими, метаморфическими, вулканогенными породами доюрского основания, включая переходный комплекс и верхний – осадочным чехлом мезозойско-кайнозойского возраста [4].

Слабо изучены доюрские образования, представления о которых складываются в основном по данным геофизических исследований (гравиметрических, магнитных, электроразведочных, МОВЗ, КМПВ, ГСЗ).

Результатами этих работ установлено, что в пределах рассматриваемой площади поверхность фундамента имеет контрастный характер, в районе сочленения структур III порядка – Локосовского и Чумпасского поднятий, а также Чумпасского и Южно-Урьевского поднятий имеют место малоамплитудные (20-30 м) разрывные нарушения. Наиболее приподнятым участкам фундамента в районе скв. 159Р и скв.158Р соответствуют абсолютные отметки -3000-3050 м, наиболее погружённым – в зоне сочленения с Урьевским поднятием и между центральным и северным участками соответствуют абсолютные отметки -3100-3130 м. Контуры поверхности фундамента в пределах структуры прослеживаются в разрезе осадочного чехла [5].

На породах складчатого фундамента залегает промежуточный комплекс, который соответствует отложениям пермско-триасового возраста. Его толщины в пределах изучаемой площади колеблются от 100 до 160 м. Породы этого комплекса в меньшей степени подвергались различного вида деформациям и метаморфизму.

Выше по разрезу залегают мезозойско-кайнозойские отложения верхнего структурного этажа.

Этот структурный этаж наиболее изучен и характеризуется слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма пород.

В северо-восточной части Чумпаская структура по кровле пласта ЮВ<sub>1-1</sub> представляет собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания. Структура осложнена несколькими куполовидными поднятиями. Чумпаская структура оконтуривается изогипсой -2585.0 м. Размеры структуры 11.5×5.2 км, высота в центральной части – около 32 м.

В северо-западной части месторождения находится меньшая по размерам брахиантиклиналь северо-восточного простирания. Размеры структуры по оконтуривающей изогипсе -2615.0 м составляют 3.2×4 км, высота 15 м.

Структурный план по кровле отложений баженовской свиты практически повторяет план по кровле коллекторов пласта ЮВ<sub>1-1</sub>, сохраняя тенденцию к унаследованному развитию.

Продуктивный комплекс Ач<sub>1</sub> имеет выраженное клиноформное строение. В связи с клиноформным строением ачимовской толщи её структурный план в большей степени определяется не характером тектонического развития площади, а положением её в разрезе. Выклинивание отложений происходит с северо-запада на юго-восток вверх по разрезу. Размеры линзовидных песчаных тел толщи Ач<sub>1</sub> в пределах Чумпаской структуры составляют 10.8×4.5 км. Погружение отложений происходит с юга на север с а.о. -2463.5 м (скв.4821) до а.о. -2595.0 м.

Структурный план по кровле пласта БВ<sub>6-1</sub> повторяет структурный план баженовской свиты. При этом отмечается незначительное выполаживание

структурных форм пласта БВ<sub>6-1</sub>. По данным бурения картируется брахиантиклиналь (центральная) север-северо-западного простирания, осложнённая двумя поднятиями, между которыми прослеживается структурный пережим в районе скв.3271. Размеры центрального поднятия в пределах замкнутой изогипсы с а.о. -2140.0 м составляют 11.7×4.5 км, высота в самой приподнятой части - 26.5 м. Брахиантиклиналь (северная) с оконтуривающей изогипсой – 2155 м имеет размеры 1.7х0.6 км.

Контуры структурных форм по кровле пласта АВ<sub>1-3</sub> носят унаследованный характер развития и, в основном, совпадают со структурными планами по ниже залегающим стратиграфическим подразделениям. По данным бурения картируется брахиантиклиналь субмеридионального простирания, осложнённая рядом мелких куполов. По этому горизонту наблюдается ещё большее выполаживание вверх по разрезу структурных осложнений. Положительные элементы и разделяющие их прогибы выражены менее рельефно. Размеры структуры по замкнутой изогипсе -1735.0 м составляют 16.9×6.5 км, высота в самой приподнятой части - 23 м. Наиболее погруженные области расположены в северо-западной и северо-восточной частях изучаемого участка на глубине по а.о. -1750.0 м, наименее погруженные – в южной части, где скв. 3312 была вскрыта кровля пласта на а.о. -1707.0 м.

Таким образом, на территории Чумпасского лицензионного участка структурный план сохраняется вверх по разрезу от юры до нижнего мела. Выделяются ловушки структурного (в пластах ЮВ<sub>1-1</sub>, БВ<sub>6-1</sub>, АВ<sub>1-3а</sub>) и комбинированного типа (в пласте Ач<sub>1</sub>).

Чумпасское месторождение расположено в западной части Нижневартовского нефтегазоносного района Среднеобской области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [4].

Нефтеносными в данном районе являются пласты АВ<sub>1-3</sub> алымской свиты, БВ<sub>6-1</sub>, БВ<sub>6-2</sub> ванденской свиты, Ач ачимовской толщи и ЮВ<sub>1-1</sub> васюганской свиты [4].

Залежи имеют сложное геологическое строение. Коллекторами на месторождении выступают терригенные отложения (песчаники, алевролиты), а основными флюидоупорами являются глины.

В пределах исследуемой территории имеются участки с низкой степенью геолого-геофизической изученности, к которым относятся залежи пластов Ач<sub>1</sub> ачимовской толщи нижнего мела и ЮВ<sub>1-1</sub> васюганской свиты верхней юры. Основные запасы пласта Ач<sub>1</sub> и небольшая часть запасов ЮВ<sub>1-1</sub> оценены по категории С<sub>2</sub>, что свидетельствует о необходимости доразведки данных залежей и перевода запасов в более высокие категории. Для доразведки указанных залежей рекомендуется бурение двух независимых разведочных скважин 1Р и 2Р.

Цель бурения разведочных скважин 1Р и 2Р – уточнение строения залежей пластов АВ<sub>1-3а</sub> – АВ<sub>1-3б</sub> (алымской свиты), пласта Ач<sub>1</sub> (ачимовской толщи) в скважине 1Р и уточнение строения залежей пластов АВ<sub>1-3а</sub> - АВ<sub>1-3б</sub> (алымской свиты), Ач<sub>1</sub> (ачимовской толщи), ЮВ<sub>1-1</sub> (васюганской свиты) в скважине 2Р.

Скважину разведочную 1Р, независимую, рекомендуется заложить на расстоянии 2 км на северо-восток от скважины №2817. Проектная глубина – 2630м. Проектный горизонт – нижняя часть ачимовской толщи.

Скважину разведочную 2Р, независимую, рекомендуется заложить на расстоянии 1 км на северо-восток от скважины №2538. Проектная глубина – 2660м. Проектный горизонт – нижневасюганская подсвита.

В рекомендуемых разведочных скважинах следует произвести отбор керна в продуктивных пластах, полный комплекс ГИС, в случае положительного результата произвести ИПТ на трубах (опробование) в интервале 1720 - 1740м на приток нефти из пласта АВ<sub>1-3а</sub> (алымской свиты), в интервале 2520-2550 м на приток нефти из пласта Ач<sub>1</sub> (ачимовской толщи) в скважине 1Р и в интервале 1720-1740м пласта АВ<sub>1-3а</sub> - АВ<sub>1-3б</sub> (алымской свиты), в интервале 2480-2540 м пласта Ач<sub>1</sub> (ачимовской толщи), в интервале 2590-2600 м пласта ЮВ<sub>1-1</sub> (васюганской свиты) в скважине 2Р.

Задачами бурения скважин являются: вскрытие и опробование пластов в ачимовских и васюганских отложениях, подтверждение их нефтенасыщенности, уточнение структурных построений продуктивных пластов Ач<sub>1</sub>, ЮВ<sub>1-1</sub>, АВ<sub>1-3а</sub> – АВ<sub>1-3б</sub>, определение подсчетных параметров для последующего перевода запасов из категории С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub> в радиусе дренажа рекомендуемых скважин (1км). Площадь приращения запасов по категории С<sub>1</sub> залежи пласта Ач<sub>1</sub> может составить -2.38км<sup>2</sup> (1скв) и 1.94 км<sup>2</sup> (2скв), ЮВ<sub>1-1</sub> – 2.44км<sup>2</sup>.

## Заключение

Чумпасское месторождение является важным с промышленной точки зрения. Основным объектом исследования Чумпасского месторождения является залежь пласта  $Aч_1$  (ачимовской толщи) и залежь пласта  $ЮВ_{1-1}$  (васюганской свиты). Залежи Чумпасского месторождения относятся к залежам сложного геологического строения, обусловленного большим количеством пропластков, зон глинизации и выклинивания продуктивных пластов, значительной неоднородностью строения коллекторов по площади и разрезу. В целом Чумпасское месторождение изучено недостаточно. Для более детального изучения месторождения и получения новой информации о строении продуктивных отложений рекомендуется бурение 2-х разведочных скважин 1Р и 2Р. В пробуренных скважинах планируется провести полный комплекс геолого-геофизических исследований, который включает: геолого-технологические, геофизические и геохимические исследования, а также отбор керна и шлама, лабораторные исследования.

Бурение рекомендуемых скважин одновременно позволит уточнить строение залежей продуктивного пласта  $АВ_{1-3а} - АВ_{1-3б}$  (алымской свиты).

В случае положительного результата бурения будет получена дополнительная информация о строении исследуемых пластов, приращены запасы категории  $C_1$  в радиусе дренажа рекомендуемых скважин.

### Список использованных источников

1. Померанц Л.И., Геофизические методы исследований нефтяных и газовых скважин, М., Недра, 1981 г.;
2. Вендельштейн Б.Ю., Козяр В.Ф., Яценко Г.Г., Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керн, опробований и испытаний продуктивных пластов, г. Калинин, 1990 г.;
3. Зайцева А.В., Пересчет запасов нефти и газа Чумпасского месторождения Тюменской области, Отчет по договору 91.00.0097.92 в 5 книгах, «ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ», г.Самара, 1992 г.;
4. Колотухин А.Т., Остаркин С.В., Логинова М.П., Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран. Саратов. - ООО «Наука» 2013г.
5. Страхов П.Н., Отчет о результатах детальных сейсморазведочных работ методом 3Д в зоне сочленения Урьевского и Чумпасского месторождений, договор № 196/45784016/156/24, отчет в двух томах, «ПетроАльянс Сервисис Компании Лимитед», г.Москва, 2003 г.;
6. Сметанин А.Б., Отчет «Зональный проект доразведки Западно-Покамасовского, Покамасовского, Локосовского, Чумпасского, площади Урьевского месторождения и прилегающего нераспределенного фонда земель», ОАО СибНИИИМП, г.Тюмень, 2000 г.;
7. Шеин В.С., Клещев К.А., Геология и нефтегазоносность России. Издательство: М.:ВНИГНИ, 776с, 2006г.
8. Ларичев А.И., Отчет о результатах научно-исследовательских работ «Оценка перспектив нефтегазоносности ачимовской свиты на территории деятельности ТПП «Когалымнефтегаз», книга 1, текст отчета, ФГУП СНИИГГиМС, г.Новосибирск, 2002 г.;
9. Трофимов В.А., Трапезникова Н.А., Отчёт о научно-исследовательской работе, выполнение обработки и интерпретации материалов региональных

- сейсмических работ на территории ТПП «Лангепаснефтегаз», Москва 2002 г.;
10. Добрынин В.М., Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, справочник, М., Недра, 1988 г.;
  11. Инструкция по применению классификации запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов, ГКЗ, Москва, 1984 г.;
  12. Муромцев В.С., Электротермическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа, Труды ВНИГРИ, Москва, Недра, 1994 г.;
  13. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений, РД 153-30.047-00, М., 2000 г.;
  14. Стасенкова В.В., Гутман И.С., Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, справочник, М., Недра, 1989 г.;
  15. Кузьмичев О.Б., Коржик В.И. и др. Отчет «Разработка методики определения подсчетных параметров в тонкослоистых пластах-коллекторах на основе совместной интерпретации данных электрометодов ГИС». ООО «ЛУКОЙЛ-Зап.Сиб», «КогалымНИПИнефть», г. Когалым, 2003 г.