

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г. ЧЕРНЫШЕВСКОГО»**

Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

**Геологическое обоснование доразведки верхней пачки пласта  
старооскольского надгоризонта на Центрально-Харьгинском поднятии  
Харьгинского месторождения  
(Архангельская область)**

**АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса, 611 группы заочной формы обучения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»  
специализация «Геология нефти и газа»  
Керимханова Рамина Летифовича

Научный руководитель

ассистент

А.Н. Рахторин

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2023

## Введение

При проведении поисково-разведочных работ на Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции внимание уделяется крупным, средним и мелким объектам, развитым как в пределах крупных сводов и мегавалов, так и на бортах впадин, седловин, на моноклиналях. Одним из крупнейших на севере Европейской территории России является объект изучения дипломной работы Харьягинское месторождение.

Харьягинское месторождение нефти расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области в 165 км к юго-востоку от г. Нарьян-Мара и в 60 км севернее Возейского месторождения.

Харьягинское месторождение открыто в 1978 году. В пределах месторождения геологоразведочными работами выделено шесть объектов разработки: I - среднедевонский, II- верхнедевонский, III- нижнепермский, IV, V – верхнепермский, VI - триасовый.

Промышленная нефтегазоносность установлена в отложениях верхней пачки старооскольского надгоризонта, верхнего девона (базовая залежь Д<sub>3</sub>-Ш), ассельско-сакмарский и артинский ярусы, верхней перми (залежи пластов Р<sub>2</sub>-I - Р<sub>2</sub>-IV, базовый пласт - Р<sub>2</sub>- III и пластов Р<sub>2</sub>-V - Р<sub>2</sub>-XIII, с пластом - Р<sub>2</sub>- V в качестве базового) и средней юры (пласт Ю<sub>2</sub>).

На сегодняшний день разрабатываются I, IV, V и VI эксплуатационные объекты (ЭО).

Объектом изучения дипломной работы является недоизученная залежь верхней пачки старооскольского надгоризонта (D<sub>2st</sub>).

Целью дипломной работы является обоснование доразведки верхней пачки пласта старооскольского надгоризонта на Центрально-Харьягинском поднятии Харьягинского месторождения.

Дипломная работа состоит из 4 глав, введения, заключения и содержит 47 страниц текста, 2 рисунка, 3 таблицы и 6 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

## Основное содержание работы

Изучение геологического строения северной части Колвинского мегавала, в пределах которой располагается Харьягинское месторождение, ведется с 60-х годов, но только с началом буровых работ, проводящихся с целью поисков залежей углеводородов, начал накапливаться геологический материал, позволяющий судить о строении осадочного чехла палеозой-мезозойского возраста покрытого мощной около 300 м толщиной четвертичных отложений.

В 1961 году при поведении региональных сейсморазведочных работ впервые выявлено Усть-Харьягинское (Харьягинское) поднятие.

В 1969 г. на основании данных сейсморазведки, Южно-Харьягинская структура была подготовлена к передаче в глубокое бурение по основным ОГ III<sup>a</sup>(P), III(C), IV(C,) и V(D).

В период с 1979 по 1981 год Харьягинское месторождение было подготовлено к глубокому бурению по рифогенным отложениям верхнего девона, по пермским отложениям, а также к глубокому поисковому бурению по среднедевонским отложениям северной части Харьягинской структуры.

Поисково-разведочное бурение продолжались 1977-1984 гг. Пробурено 59 скважин, 54 из которых являются продуктивными по различным пластам, были открыты залежи нефти в среднедевонских терригенных отложениях, верхнедевонских рифогенных карбонатах, в нижнепермских карбонатах, в верхнепермских полимиктовых песчаниках и в триасовых песчаниках.

По результатам сейсморазведочных работ (МОГТ), проводимых с 1986 по 1992 год оконтурено южное окончание Южно-Харьягинского поднятия, и установлено тектоническое строение среднедевонских отложений, уточнены границы зоны распространения коллекторов.

Материалами сейсморазведки 2D в 2000-2001 гг. подтверждено сложное тектоническое строение Харьягинского месторождения.

В целях уточнения структурного плана сложно построенной Харьягинской структуры по различным маркирующим горизонтам, сейсморазведочные работы продолжались и в последующее время.

В геологическом строении месторождения принимают участие породы палеозойского складчатого фундамента и песчано-глинистые терригенные отложения платформенного мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Осадочные отложения представлены породами девонской, каменноугольной, пермской, триасовой, юрской, меловой и четвертичной систем.

Палеозойская эратема представлена всеми тремя отделами девонской, каменноугольной и пермской систем. Отложения в девоне терригенно-карбонатные, в карбоне и перьми преимущественно терригенные. Общей толщиной 2847-3385 м.

Мезозойская эратема представлена всеми тремя отделами триасовой и юрской систем, и нижним отделом меловой системы. Сложены они терригенными породами. Общей толщиной 774-1346 м.

Кайнозойская эратема размыта и представлена отложениями четвертичной системы. Сложена суглинками, супесями и песками. Толщиной 150-219 м.

Чередование в разрезе различных литологических разностей пород, изменения толщин, выпадение из разреза целых стратиграфических подразделений или их частей на Харьягинском месторождении свидетельствуют о сложной истории тектонического развития данной территории.

В разрезе средне- и верхнедевонских, ниже- и верхнепермских, триасовых отложений развиты карбонатные и терригенные пласты-коллекторы в старооскольских, ассельско-сакмарских, верхнеперьмских, среднеюрских отложениях и перекрывающие их глинистые флюидоупоры.

Харьягинское месторождение приурочено к одноименному валообразному поднятию, расположенному в центральной части Колвинского мегавала Тимано-Печорской плиты.

В геологическом строении севера Тимано-Печорской плиты выделены 2 структурных этажа: нижний (доплитный, складчатый фундамент) в объеме рефей-венда и верхний (осадочный чехол) в объеме фанерозоя. Предполагается, что между ордовикскими отложениями и поверхностью фундамента залегает

вендско- кембрийская вулканогенно-осадочная толща. Сведения о ее строении на сегодня практически отсутствуют.

Харьгинская структура представляет собой крупную асимметричную приразломную антиклинальную складку северо-восточного простирания, погружающуюся в северном направлении. По верхнепалеозойским и мезозойским отложениям Харьгинская структура осложнена локальными структурами более низкого порядка Южно-Харьгинской и Центрально-Харьгинской, к которым приурочено Харьгинское месторождение.

Центрально-Харьгинского поднятия наметились два грабенообразных прогиба. Восточный грабен ограничен с запада сбросом амплитудой 40-50 м, с востока сбросом амплитудой 20 - 25 м. Западный грабен ограничен с запада сбросом амплитудой 15 - 20 м, с востока сбросом амплитудой около 20 м, имеет ширину около 500 м. Все нарушения имеют близкое к субмеридиональному простирание.

По кровле верхней пачки старооскольского надгоризонта ( $D_{2st}$ ) Центрально-Харьгинская складка представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания 15,2х6,8 км, амплитудой 130 м в пределах замкнутой изогипсы минус 3640 м. Обе складки по изогипсе минус 3650 м объединяются в единую структуру. Южно-Харьгинская складка имеет форму типичной брахиантиклинали. Южно-Харьгинская ловушка ограничивается на севере и западе изогипсой минус 3630 м, на востоке - тектоническим нарушением, имеющим северо-восточное простирание, на юге - границей распространения песчаников  $D_{2st}$ . Размеры Южно-Харьгинской ловушки составляют 12,2х6,8 км, амплитуда - 250 м.

По вышележащим маркирующим горизонтам в верхней части нижефранских отложений сохраняется унаследованный структурный план.

Выше по разрезу существенное изменение структурного плана связано с развитием системы рифогенных образований ухтинской свиты, пересекающих в субширотном направлении Центрально-Харьгинское поднятие.

Харьгинское месторождение расположено в юго-западной части Харьго-

Усинского нефтегазоносного района Печоро-Колвинский нефтегазоносной области Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В продуктивном разрезе месторождения выделено 6 объектов разработки [8,9]:

I - залежи нефти поддоманикового терригенного комплекса среднего девона (залежь верхней пачки старооскольского надгоризонта в качестве базового пласта).

II - залежи нефти в рифогенных карбонатах верхнего девона (базовая залежь Д<sub>3</sub>-III);

III - залежи нефти в карбонатах нижней перми (ассельско-сакмарский и артинский ярусы);

IV - залежи нефти в полимиктовых песчаниках верхней перми (залежи пластов P<sub>2</sub>-I - P<sub>2</sub>-IV, базовый пласт - P<sub>2</sub>- III).

V - залежи нефти в полимиктовых песчаниках верхней перми (залежи пластов P<sub>2</sub>-V - P<sub>2</sub>-XIII, с пластом - P<sub>2</sub>- V в качестве базового).

VI — залежи нефти в полимиктовых песчаниках триаса (базисный пласт — T<sub>1</sub> -I).

На Харьягинском месторождении два поднятия Центрально-Харьягинское и Южно-Харьягинское, которые имеют сложное блоковое строение. Месторождение является многозалежным, с 6 объектами разработки, на которых установлены залежи нефти в терригенных и карбонатных отложениях верхней пачки старооскольского надгоризонта, верхнего девона, ассельско-сакмарский и артинский ярусы, верхней перми и средней юры. Продуктивные пласты имеют весьма неоднородное строение по разрезу и невыдержаны по простиранию. Основной объект на Харьягинском месторождении - верхняя пачка старооскольского надгоризонта (D<sub>3st</sub>). Коллекторы характеризуются невысокими емкостно-фильтрационными свойствами в Южно-Харьягинском поднятии месторождения, различной нефтенасыщенностью, что в свою очередь влияет на характер продуктивности залежи.

## I объект разработки

Региональной покрывшей для поддоманиковых продуктивных отложений служат преимущественно глинистые породы тиманско-саргаевского возраста толщиной 70-96 м.

В I пачке афонинского продуктивного горизонта выделяются два пласта I<sup>1</sup> и I<sup>2</sup>. Нефтенасыщенные коллекторы пласта I<sup>1</sup> вскрыты в двух скважинах (в скв. 3 - 2,0 м и в скв. 12 - 0,6 м, расположенных в северо-западной и центральной части Центрально-Харьягинской складки соответственно). Условный ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора: в районе скв. 3 на отметке минус 3911 м, в районе скв. 12 на отметке минус 3836 м. Коллектор пласта I<sup>1</sup> вскрыт одной скв. 3, нефтенасыщенная толщина которого составляет 1,6 м. Залежь пластовая сводовая литологически ограничена и тектонически экранированная.

Нефтеносность III пачки афонинского продуктивного горизонта в пределах Центрально-Харьягинского поднятия не имеет площадного развития, а приурочена к наиболее высоким в гипсометрическом отношении участкам (ВНК от минус 3663 до минус 3765 м). Залежи пластовые сводовые, литологически ограниченные и тектонически экранированные. Размеры самой большой из них составляют 4,2 x 1,1 км, высота более 70 м.

На Южно-Харьягинском поднятии залежи пластовые сводовые, структурно-стратиграфические, тектонически экранированные. Их общая площадь нефтеносности имеет размеры 10x5 км, максимальная высота - 220 м. Условные ВНК от минус 3599 м до минус 3720 м.

Залежь верхней пачки старооскольского горизонта Центрально-Харьягинского поднятия тектоническими нарушениями разделена на 6 блоков. Размеры залежи - 14,2x4,2 км, высота 106 м. Общая толщина пачки проницаемых песчаников достигает 100,6 м, максимальная нефтенасыщенная толщина составляет 40,7 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,38. Коэффициент расчлененности равен 15,6 при максимальном количестве прослоев - 34. Средние ВНК в различных блоках близки: от минус 3610 м до

минус 3635 м. Верхняя пачка характеризуется обширной водонефтяной зоной.

Залежь в районе Южно-Харьягинского поднятия имеет размеры 11,8 x 8-5 км, высоту более 200 м. В контуре нефтеносности находятся 6 скважин. Общая толщина пачки, содержащей коллекторы, значительно меньше, чем на Центрально-Харьягинском поднятии и в среднем составляет 8,9 м. Нефтенасыщенные толщины, вскрытые скважинами, изменяются от 0,8 до 9,0 м. ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. 6 на отметке минус 3638 м.

Залежи в верхней пачке являются пластовыми сводовыми, тектонически экранированными, залежь в области Южно-Харьягинского поднятия ещё и литологически ограниченная.

На Харьягинском месторождении подсчитаны запасы нефти, по всем продуктивным отложения общие запасы составляют:

- по категориям В+С<sub>1</sub> балансовые – 161 440 тыс. т, извлекаемые – 72 773 тыс.т., по категории С<sub>2</sub> балансовые – 20 337 тыс. т, извлекаемые – 6 851 тыс.

Растворенного газа: по категориям В+С<sub>1</sub> балансовые — 12 001 млн. м<sup>3</sup>, извлекаемые — 4 646 млн.м<sup>3</sup>, по категории С<sub>2</sub> балансовые — 2 119 млн. м<sup>3</sup>, извлекаемые — 785 млн. м<sup>3</sup>.

Залежь старооскольского горизонта на Харьягинском месторождении достаточно хорошо изучена только в центральной части Центрально-Харьягинского поднятия. Несмотря на это геологическое строение Центрально-Харьягинского и Южно-Харьягинского поднятий остается недостаточно изученным. Не в полной мере изучена морфология поверхности продуктивного пласта. Это связано с неравномерной разбуренностью северной части Центрально-Харьягинского поднятия, с неразведанными запасами по категории С<sub>2</sub>.

Пробуренные на Харьягинском месторождении скважины находятся в основном в центральной части Центрально-Харьягинского поднятия, это не позволяет уточнить строение месторождения в целом, с целью доразведки старооскольского надгоризонта (D<sub>3st</sub>) необходимо провести первоочередную



доразведку в северной части Центрально-Харьягинского поднятия с заложением двух разведочных скважины 1Р и 2Р.

Разведочную скважину №1Р рекомендуется заложить в северной части Центрально-Харьягинского месторождения в блоке IV на расстоянии 1.6 км на север от скважины №5.

Разведочную скважину №2Р рекомендуется заложить в северной части Центрально-Харьягинского месторождения в блоке I на расстоянии 5,5 км на север от скважины №1027.

Проектная глубина скважин - 4300м, проектный горизонт – тюменская свита. Цель бурения скважин - подтверждение нефтеносности старооскольского горизонта, положение ВНК.

Геологические задачи на стадии доразведки следующие:

- доизучение структурно-тектонических особенностей старооскольского надгоризонта в северной части Центрально-Харьягинского поднятия;
- детализация характера развития песчаных тел и положения тектонических экранов залежи D<sub>3st</sub>;
- уточнение площади нефтеносности, параметров залежи старооскольского надгоризонта, положения ВНК;
- уточнение емкостно-фильтрационных характеристик пород-коллекторов (пористость, проницаемость и др.);
- уточнение физико-химических свойств пластовых флюидов;
- перевод неразведанных запасов нефти категории C<sub>2</sub> в промышленные категории C<sub>1</sub>.

Для достижения цели необходимо провести комплекс геолого-геофизический исследований: отбор керна, шлама, ГИС, ГТИ, испытание и опробование продуктивных отложений, лабораторные исследования керна и пластового флюида.

В случае открытия залежи УВ, будут подсчитаны запасы категории C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> и намечены дальнейшие разведочные работы.

## Заключение

В результате анализа геолого-геофизического материала и результатов бурения, в строении Харьягинского месторождения выделяются Центрально-Харьягинское и Южно-Харьягинское поднятия, на которых установлены залежи нефти в терригенных и карбонатных породах среднего и верхнего девона, верхней перми залежи ассельско-сакмарских и артинских ярусах и средней юры.

Харьягинское месторождение имеет сложное блоковое строение и достаточно хорошо изучено в центральной части Центрально-Харьягинского поднятия. Несмотря на это геологическое строение Центрально и Южного поднятий, остается недостаточно изученным. Это касается, прежде всего, его северной части, где структура не изучена бурением и запасы оценены по категории  $C_2$ . Это не позволяет уточнить строение месторождения в целом, поэтому с целью доразведки старооскольского горизонта  $D_{3st}$  необходимо провести доразведку в первую очередь в северной части Центрально-Харьягинского поднятия.

В связи с этим рекомендуется провести доразведку на Харьягинском месторождении с заложением двух разведочных скважин №1Р и №2Р с проектной глубиной - 4300 м и проектным горизонтом – афонинский надгоризонт. Для решения поставленных задач в скважинах рекомендуется провести комплекс промыслово-геофизических исследований (отбор керна, ГИС, ГТИ, испытание, опробование, гидродинамические и лабораторные исследования).

Бурение рекомендуемых скважины позволит уточнить строение старооскольской залежи и оценить запасы и перевести их из категории  $C_2$  в промышленную категорию  $C_1$ .