

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 залежи нефти пласта  
ЮС1-1 васюганской свиты Северо-Кочевского месторождения  
(Кочевской лицензионный участок)**

АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ

студента 6 курса 611 группы  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»  
специализация «Геология нефти и газа»  
геологического факультета  
Кравчука Романа Владимировича

Научный руководитель

кандидат геол.-мин. наук, доцент

М.П. Логинова

Зав. кафедрой

доктор геол.-мин. наук, профессор

А.Д. Коробов

Саратов 2024

## ВВЕДЕНИЕ

На территории Западной Сибири, где уже много лет проводятся поисково-разведочное и эксплуатационное бурение, из-за высокой степени разбуренности актуальность изучения месторождений со сложным строением усиливается. До сих пор многие многокупольные и многозалежные месторождения не были достаточно изучены глубоким бурением. В настоящий момент ведется активное изучение таких месторождений, которые обладают значительным промышленным потенциалом. Одним из месторождений такого типа является Северо-Кочевское месторождение (Кочевскойлицнизионный участок).

Дипломная работа посвящена обоснованию доразведки залежи нефти пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> васюганской свиты Северо-Кочевского месторождения.

Задачи, которые были решены при подготовке дипломной работы:

- изучен разрез и зоны распространения пород-коллекторов в пределах пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>;
- оценена степень изученности залежи пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>;
- изучен характер развития продуктивныхпропластков;
- даны рекомендации по доразведке залежи и проведению скважинных геолого-геофизических исследований;

Для решения поставленных задач был собран и проанализирован геолого-геофизический материал, включающий результаты сейсморазведочных работ, бурения поисковых и разведочных скважин, изучения керна. Также были использованы фондовые и опубликованные источники, в которых рассматривается геологическое строение и нефтегазоносность Северо-Кочевского и ближайших месторождений.

Дипломная работа состоит из 4 основных глав, содержания, введения, заключения и списка использованных источников из 17 наименований. Данная дипломная работа состоит из 55 страниц, 9 рисунков, 1 таблицы и 4 графических приложений.

## Основное содержание работы

Открытию Северо-Кочевского месторождения предшествовали многолетние геолого-геофизические исследования Западной Сибири, начатые в начале XX века.

Планомерные региональные геолого-геофизические исследования начали проводить с 1947 года. Для изучения глубоких горизонтов в 1951-1954 гг. были пробурены опорные скважины – Ханты-Мансийская, Ларьякская, Уватская, Малоатлымская, Сургутская, Покурская и другие.

Полученные новые данные о глубинном строении Западной Сибири позволили наметить наиболее промышленно выгодные участки исследований территории для постановки широкомасштабных площадных сейсморазведочных работ с целью обнаружения нефти и газа[1].

В районе месторождения и на прилегающей территории были подготовлены и введены в бурение поднятия - Северо-Кочевское, Кочевское, Тевлинское, Когалымское и др., в пределах которых были получены промышленные притоки нефти.

В 1971-1972 гг. исследования МОВ ОГТ масштаба 1:100000, проведённые в северо-восточной части Сургутского свода, позволили закартировать ряд структур. В их числе выявлено и подготовлено к глубокому бурению Северо-Кочевское поднятие.

В 1979-1980 годах Северо-Кочевская площадь была покрыта детальными сейсмическими работами (сейсмопартия 14/79-80), результаты которых стали основой для первых поисковых скважин [2].

В 1984 году в сводовой части Северо-Кочевского поднятия была пробурена первая поисковая скважина №71Р. Целью бурения данной скважины являлись поиски залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях. Скважина стала первооткрывательницей Северо-Кочевского месторождения. В результате опробования скважины в колонне из юрских и ачимовских отложений были получены промышленные притоки нефти. Были подсчитаны запасы нефти по выявленным залежам в пластах ЮС1, БС20, и БС16 с

постановкой их на Госбаланс РФ. Суммарные запасы по категории  $C_1$  составили геол./извл. 12964/3963 тыс т, по категории  $C_2$  - геол./извл. 58060/17418 тыс т [3].

В 1999-2000 гг. детальными исследованиями МОГТ-3D на Северо-Конитлорском участке детализировано строение сочленения Северо-Конитлорского, Кочевского и Северо-Кочевского месторождений. Обоснована клиноформная модель неокомских отложений. Детализировано строение изучаемых участков.

В результате проведенных работ представления о Северо-Кочевском месторождении и сопредельных территориях существенно изменились.

В 2003 году на Северо-Кочевской площади проводились полевые сейсмические работы. Результатами этих исследований подтверждены ранее выявленные структуры (Северо-Кочевская, Мало-Кочевская, Центрально-Кочевская, Западно-Кочевская). Рекомендованы первоочередные объекты, объемы и площади для постановки поискового, разведочного и эксплуатационного бурения.

Детальные сейсморазведочные работы 3D 2005 года позволили уточнить границы развития пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> в пределах Северо-Кочевского месторождения.

На 2013 г. в пределах Северо-Кочевского месторождения пробурено 30 поисково-оценочных и разведочных скважин. Залежь нефти пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> является наименее изученной.

В ее пределах существуют участки для дальнейшей доразведки, направленной на уточнение геологического строения, подсчетных параметров, и приращения запасов категории  $C_1$ .

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Северо-Кочевского месторождения приводится по материалам глубокого бурения, результатам изучения керна, ГИС и испытаний скважин.

Непосредственно в пределах Северо-Кочевского и ближайших месторождений доюрские породы бурением не изучены, поэтому их характеристика приводится на основании бурения скважин на соседних

месторождениях. В доюрском комплексе по данным сейсмических исследований традиционно выделяют два структурно-тектонических этажа.

Нижний этаж представлен палеозойскими метаморфизованными породами.

Верхний этаж представлен триасовыми породами вулканогенной и вулканогенно-осадочной формаций. Отражающий горизонт А, залегающий в пределах изучаемого Северо-Кочевского месторождения на абсолютных отметках от –3160 до –3360-3380 м, отождествляется с эрозионной поверхностью промежуточного комплекса (кровля доюрских отложений).

Отложения фундамента и промежуточного комплекса перекрываются мезозойско-кайнозойским осадочным чехлом. Он сложен континентальными и морскими отложениями юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста; Представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями, включая песчаники, глины, аргиллиты, алевролиты, пески и редко мергели (в основном в ганькинской свите). По разрезу отмечается постоянное переслаивание этих пород. Максимально вскрытая толщина осадочного чехла в пределах Северо-Кочевского месторождения, в скв. №103Р, составляет 3121м.

Месторождение находится на северо-восточном склоне Сургутского свода Западно-Сибирской платформы. В связи со сменой тектонических режимов здесь выделяют три структурно-тектонических этажа[4].

Первый этаж представлен допалеозойскими и палеозойскими отложениями. В основном он изучен сейсмическими методами. Он формировался в геосинклинальный этап, в условиях повышенной тектонической активности. Поэтому этаж осложнен большим количеством дизъюнктивных нарушений.

Второй этаж – пермско-триасовый. Формирование происходило во время более спокойного тектонического режима. Вследствие чего уменьшилось количество дизъюнктивных нарушений.

Третий этаж – мезозойско-кайнозойский. В это время происходило устойчивое прогибание, что создало более спокойную обстановку.

Наблюдается унаследованность структурных планов основных горизонтов. Начиная с нижнего мела, происходит выколаживание положительных структурных форм.

Большая часть территории относится к Когалымской вершине, на которой выявлены несколько положительных структур.

По отражающему горизонту А (доюрские породы) выделяются: Мало-Кочевская в районе скважины №106, Северо-Кочевская в районе скважины №77, Центрально-Кочевская в районе скважины №510, Южно-Кочевская и Хабушевская. Продолжение Мало-Кочевской структуры прослеживается в районескв. №519.

Вверх по разрезу Южно-Кочевская и Хабушевская структуры выколаживаются.

По кровле пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> Северо-Кочевская структура представлена брахиантиклиналью неправильной формы, северо-западного простирания. Ее сводовая часть осложнена двумя вершинами по оконтуривающей изогипсе - 2870 м размеры поднятия – 4,5х5,2км, амплитуда - 30 м.

Центрально-Кочевская структура представляет брахиантиклиналь юго-западного простирания, размеры 1х0,7км, амплитуда - 10м.

Восточная часть Мало-Кочевской структуры представляет собой брахиантиклиналь неправильной формы широтного простирания, размеры 2х1,5км, амплитуда - 10м.

Северо-Кочевское месторождение расположено в пределах Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской НГП. На Северо-Кочевском месторождении установлена промышленная нефтеносность берриасско-валанжинского (пласты группы Ач и БС10 сортымсой свиты и ачимовской толщи) и келовой-оксфордского (пласт ЮС1 васюганской свиты) комплексов. Пласт ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> представлен неравномерным чередованием песчано-алевролитового материала с глинистыми породами. Общая толщина пласта 9-14 м. Пласт сложен маломощными пропластками

коллекторов от 0,4 до 1,5 м. Количество пропластков от 2 до 7. Продуктивность пласта доказана по некоторым пробуренным скважинам.

Запасы нефти по пласту ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> составляют: по категории С1 (геологические и извлекаемые) - 12512/3128 тыс т, по категории С2 - 19667/4919 тыс т.

Изучаемое месторождение относится ко 2 группе сложности (“сложное”), характеризуется наличием зон литологических замещений, выклинивания, невыдержанностью толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и является многозалежным. Залежь пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> относится к песчанно-алевритистым пропласткам, которые невыдержанны по площади и мощности. В пределах пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> остаются участки залежи, где необходимо осуществить доразведку. Данные участки были выделены на основании новой геологической модели, построенной по новым данным бурения и переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3Д. Значительная доля запасов залежи пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> относится к категории С<sub>2</sub> (С<sub>1</sub>/С<sub>2</sub> - 40/60%).

Эти данные являются обоснованием для доразведки залежи нефти пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Для уточнения строения залежи пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> рекомендуется бурение двух разведочных скважин №№171Р и 172Р[5].

Разведочную скважину №171Р планируется пробурить на расстоянии 1,5 км от скважины №522П на юго-восток. Проектная глубина - 2960 м и проектный горизонт- нижневасюганская подсвита.

Разведочную скважину №172Р рекомендуется заложить в 2 км к востоку от скважины №71П, с проектной глубиной - 2990 м с тем же проектным горизонтом.

Для изучения литологии и емкостно-фильтрационных свойств пластов-коллекторов, а также уточнения границ распространения, изучения подсчетных параметров проектируется отбор керн. Отбор керн предусматривается в интервалах 2925-2940 м для скважины №171Р и 2960-2980 м для скважины №172Р с учетом изучения покрывающих и подстилающих пород (5 м до кровли проницаемой части пласта и 5 м ниже последнего продуктивного пропластка).

Для изучения литологии необходимо отбирать шлам каждые 5 м проходки по всему стволу. В продуктивных интервалах отбор шлама необходимо делать каждые 2 м.

- в процессе бурения и после спуска эксплуатационной колонны проводятся геолого-геофизические исследования. Они позволяют решить следующие задачи:

- определение глубины их залегания и эффективных толщин;
- выявление возможных нефтеносных пластов;
- оценка коллекторских свойств продуктивных пластов;
- определение технического состояния ствола скважины в зоне намеченного испытания.

Комплекс ГИС включает в себя:

- Стандартный каротаж кривых сопротивления, предназначенный для расчленения разреза, выделения продуктивных пластов.
- Индукционный каротаж. Предназначается для расчленения разреза, определения электрических характеристик пластов. Рекомендуется проводить запись в тех же интервалах, что и стандартный каротаж.
- Нейтронный и гамма-каротаж. Данные исследования нужно проводить с целью детального литологического расчленения разреза, для определения водородосодержания пластов.

- Акустический каротаж. Применяется для изучения технического состояния скважины, для обнаружения каверн, трещин, а также для установления герметичности цементного камня.

- Инклинометрия. Диаграмма пишется по ходу всего процесса бурения.

Геолого-технологические исследования необходимы для безаварийного ведения скважины на всех этапах её строительства и ввода в эксплуатацию. ГТИ тесно связано с газовым каротажом, который входит в комплекс исследований [6].

Для предварительной оценки нефтеносности, а также выявления пласта-коллектора ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> в васюганской свите и его параметров необходимо



опробование в открытом стволе предполагаемого продуктивного пласта скважины №171Р в интервале 2925-2940 м, и скважины №172Р в интервале 2960-2980 м. Испытания осуществляются сверху вниз испытателем пластов на трубах.

Так же проводится испытание пласта в эксплуатационной колонне снизу вверх. Это позволит подтвердить промышленную нефтеносность пласта, получить необходимые данные для подсчета запасов нефти, и дать оценку его продуктивной характеристики.

Для перфорации интервала предлагается использовать отечественный перфоратор ПКС-80 из расчета 15-20 отверстий на один погонный метр.

Пласт должен испытываться на приток пластовой жидкости на различных режимах работы скважины. При получении фонтанного притока нефти дебиты замеряются на 5 штуцерах. В нефонтанирующей скважине дебит замеряется при помощи снятия индикаторной кривой. Кроме замеров дебитов так же производится отбор глубинных проб нефти, замеры пластовых, забойных и устьевых давлений.

Лабораторные исследования керна необходимы для: определения нефте- и водонасыщенности горной породы, определения абсолютной проницаемости образцов керна по воздуху, определения открытой пористости, определения остаточной водонасыщенности и смачиваемости коллекторов, определения содержания карбонатов и глины в породе, определения гранулометрического состава породы[7].

В процессе исследований керна выполняется большой комплекс аналитических исследований, который включает петрографическое изучение состава пород, люминисцентно-битуминологический анализ, рентгено-фазовый анализ пород, определение радиоактивных элементов, изучение структуры пород методами макро- и микротомографии, электронной микроскопии, определение фильтрационно-емкостных свойств пород и сопоставление их с данными ГИС, пиролиз пород, экстракция битумоидов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Северо-Кочевское месторождение, открытое в 1984 году, является сложным по геологическому строению, многопластовым и многозалежным.

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах в северо-западной части Когалымской вершины, осложняющей северо-восточный склон Сургутского свода.

Основная продуктивность связана с нефтегазоносным пластом ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> васюганской свиты верхней юры. По фазовому состоянию залежь нефтяная, по типу – пластовая сводовая, литологически ограниченная.

Несмотря на значительную изученность месторождения геолого-геофизическими методами, остаются значительные участки, где запасы залежи пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> оценены по категории С<sub>2</sub> и требуют доразведки.

Для уточнения геологической модели строения Северо-Кочевского месторождения, характера развития и распространения песчаных коллекторов пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>, строения залежи, а также для приращения запасов категории С<sub>1</sub> необходимо произвести дополнительное разведочное бурение.

Для доразведки рекомендуется заложить две разведочные скважины №171Р, №172Р с проектными глубинами 2860 м и 2890 м соответственно, и проектным горизонтом нижневасюганская подсвита. В скважинах в процессе бурения рекомендуется провести отбор керна, шлама, геофизические исследования, испытание пласта, опробование и гидродинамические исследования.

Положительные результаты бурения позволят уточнить подсчетные параметры и запасы залежи нефти пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>, а так же прирастить промышленные запасы месторождения в целом.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нестеров, О.П. и др. Детальные сейсморазведочные работы 3D на участке сочленения Северо-Конитлорского, Северо-Кочевского и Кочевского месторождений в пределах Сургутского района ХМАО / О.П. Нестеров, А.Н. Резников и др. Уфа: ОАО «Башнефтегеофизика», 2000. - 174 с.
2. Гудков, К.А. и др. Отчет о результатах проведения детальных сейсморазведочных работ 3D на Северо-Кочевском месторождении / К.А. Гудков, Д.Б. Колесников и др. -М: ОАО ПетроАльянс Сервис Компани Лимитед, 2005. - 128 с.
3. Лац, С.А. и др. Подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа по Северо-Кочевскому месторождению Сургутского района ХМАО Тюменской области / С.А. Лац, С.Ф. Панов и др. Тюмень: ФГУП «ЗапСибГеоНАЦ», 2007. - 212 с.
4. Колотухин, А.Т. и др. Нефтегазоносные провинции России и сопредельных стран / А.Т. Колотухин, С.В. Астаркин, М.П. Логинова. Саратов: Изд-во «Наука», 2013. - 364 с.
5. Ларина, В.И. Основы методики геологоразведочных работ на нефть и газ / В.И. Ларина. М.: Изд-во «Недра», 1991. - 216 с.
6. Лукьянов, Э.Е. и др. Техническая инструкция по проведению ГТИ нефтяных и газовых скважин./ Н.В. Акимов, В.Ф. Антропов, С.В. Кожевников, П.П. Муравьев, Т.Н. Нестерова, Е.С Сидоренко. Тверь: Б. И., 2001. - 211 с.
7. Недоливко, Н.М. Исследование кернa нефтегазовых скважин. / Н.М. Недоливко. Учебное пособие (глава 4). - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. - 170 с.