

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 пласта J<sub>1-1</sub> в пределах  
Холмистого месторождения  
(Ямало-Ненецкий автономный округ)  
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 6 курса 611 группы заочной формы обучения  
геологического факультета  
специальности 21.05.02 «Прикладная геология»  
Специализация «Геология нефти и газа»  
Ремизова Виталия Алексеевича

Научный руководитель  
ассистент кафедры

\_\_\_\_\_

А.Н. Рахторин

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

\_\_\_\_\_

А.Д. Коробов

Саратов 2022

## ВВЕДЕНИЕ

Как следует из публикаций в печати, в Ямало-Ненецком округе, где сосредоточены более 10 уникальных и крупнейших нефтяных месторождений Западной Сибири, выработанность их запасов составляет уже 50–70%, а средние дебиты скважин 14 т/с [1]. Основной прирост запасов осуществляется, помимо доразведки открытых месторождений, за счет вновь вводимых в бурение подготовленных объектов как на относительно изученных, так и неизученных даже в региональном отношении территориях. Одним из таких месторождений является Холмистое, расположенное в Александровском нефтегазоносном районе.

Основной прирост запасов углеводородов происходит посредством запуска в бурение вновь подготовленных объектов как на относительно изученных, так и не изученных даже в региональном отношении территориях. Одним из таких является Холмистое, в Александровском нефтегазоносном районе.

Открытие Холмистого месторождения приурочено к концу 1988 года, в результате испытания скважины №662 получен фонтан нефти.

Данное месторождение охарактеризовано как сложное по своему строению, многопластовое и имеет высокий этаж нефтегазоносности.

В данный момент времени полученный объем актуальной геолого-геофизической информации, расширяет представление о геологическом строении Холмистого месторождения. Полученные данные легли в основу написания дипломной работы по доразведке залежи пласта юрских отложений ( $J_{1-1}$ ) в пределах месторождения.

Чтобы обосновать доразведку этого месторождения, при написании работы было решено следующее:

- сбор геологических и геофизических материалов об объекте изучения,
- анализ материала геологического строения участка для оценки перспектив нефтяной и газовой динамики;
- выдача рекомендаций по разведочному бурению.

Структура дипломной работы включает в себя 5 глав, введение, заключение и содержит 46 страниц текста, 2 рисунка, 3 таблицы, 6 графических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

### **Основное содержание работы**

Первые представления о геологическом строении, вещественном составе складчатого фундамента и осадочного чехла изучаемого района основаны на государственной геологической (государственная геологическая съемка масштаба 1:1000000 (ЗСГУ, 1955 г.)), аэромагнитной (аэромагнитная съемка: масштаб 1:1000000 («Сибнефтегеофизика», 1955 г.); масштаб 1:200000 (НГТ, 1958-59 г.)), гравиметрической (гравиметрическая съемка: масштаб 1:1000000 (ТТГУ, СНРЭ, АГП 38/60-61, 1962 г.); масштаб 1:200000 (ПГО «Центргеофизика», 1983 г.)) и электроразведочной (Электроразведочная съемка МТЗ: масштаб 1:1000000 (ТТГУ, ЯНГТ, ТГЭ, ЭРП 71/68 1969 г.)) съемках миллионного масштаба [2].

Несмотря на большой объем профилирования МОВ ОГТ, выполненный в пределах Чатылькынского-Удмуртского лицензионного участка (более 4000 пог.км), сформирована довольно редкая и неравномерная сеть профилей. Размеры полигонов изменяются от 1,5x1,5 км до 9,0x9,0 км. Наименее изучеными сейсморазведочными работами оказались участки на западном склоне Холмистого л.п., район Жигулевского и Западно-Чатылькынского л.п. и северо-западный угол лицензионного участка. Для того чтобы уточнить направление поискового бурения и обнаружении перспективных объектов на изучаемой территории проведены отчетные сейсморазведочные работы, в соответствии с рисунком 2.

В составе васюганской свиты выделены две нефтяные залежи в пластах  $J_{1-1}$  и  $J_{1-2}$ .

Исходя из этого судить можно о недостаточной геологической и геофизической изучении Холмистого месторождения с довольно редкими и

противоречивыми профилями, а также о слабой детализации распространения продуктивности изучаемых залежей.

Геологический разрез Холмистого месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые вероятно подстилаются породами доюрского складчатого фундамента, не вскрытого на изучаемом месторождении, как показано на приложении А [5,6]

Почти вся территория Западно-Сибирской плиты покрыта отложениями в виде сплошного чехла. На размытой поверхности палеогеновых отложений залегают пески серые с прослоями алевритистых глин. На уровне выше залегают озёрно-аллювиальные глины, серые с растительными остатками и ледниковые образования: глины, массивные с валунами, галькой и гравием.

В результате анализа разреза можно сделать вывод о том, что в интервале юрско-меловых отложений достаточно развиты коллекторы (песчаники и алевролиты) а также разделяющие их глинистые разности, которые являются хорошими покрышками.

Холмистое месторождение приурочено к одноимённому локальному поднятию, осложняющему Жигулёвско- Холмистый структурный мыс, как показано на приложении Б.

Согласно структурной карте по кровле пласта  $J_{1-1}$  на территории Холмистого месторождения выявлено 3 тектонических нарушения сбросового типа, как показано на приложении В.

В структуре верхнеюрских отложений васюганской свиты выделены четыре тектонических блока:

I блок с запада разграничивается разломом субмеридионального простирания. С востока I блок граничит со II и IV блоками и отсоединяется от них разломом северо-западного простирания.

II блок с востока разделен от III блока линейно вытянутым разломом

северо-западного простирания.

IV блок формы клина образован разделением северо-западного направления, делящимся на северо-запад. Этот блок соседствует с I и II блоками.

Сложность тектоники Холмистого месторождения, наличие нарушений, а также блоковое строение этой территории указывают на необходимость проведения дополнительных доразведочных работ.

С учётом продуктивных характеристик, полученной в результате проведённых испытаний в составе усть-тазовской серии на месторождении выделены 2 газовые залежи, одна газоконденсатная залежь и четыре нефтяные залежи.

Основными залежами, открытыми в процессе поисково-разведочных работ, являются залежи нефти, приуроченные к отложениям васюганской свиты. По данным каротажа верхнеюрские отложения васюганской свиты ( $J_1$ ) подразделяется на три основных пласта сверху вниз:  $J_{1-1}$ ,  $J_{1-2}$  и  $J_{1-3}$ .

Результаты эксплуатационного бурения в 2006-2007 гг. показали, что разломы играют большую роль в распределении нефтенасыщенности, чем предполагалось ранее. Тектонические нарушения часто являются непроницаемыми экранами для залежей нефти, что объясняет разные уровни ВНК, как показано на приложении Г,Д.

Продуктивными являются юрские отложениями, которые имеют литологические и тектонические особенности строения.

Рассматриваемая залежь нефти пласта  $J_{1-1}$  пластово-сводовая, разделена тектоническими нарушениями на 4 блока. Коллекторы пласта  $J_{1-1}$  неоднородно-слоистые, не всегда выдержаны по площади.

Продуктивными являются три блока (залежи), изолированные друг от друга тектоническими нарушениями.

Каждый блок залежи изучен по разному, наиболее изученной является залежь I блока.

В ходе изучения положения ВНК в различных блоках месторождения,

переинтерпретации каротажных диаграмм и на основе данных опробования было обнаружено, что в блоке I нет единого ВНК, в районе участка скважин, 14PL (-2766,42 м), 19PL (-2771 м), 12 (-2780 м), 15 (-2782,4 м), 122PL (2782 м), 120 (-2773,5 м), 121 и 660 (-2780 м) 668 (-2776 м) разница отметок ВНК составляет 14м.

Для более точного определения отметки ВНК и степени влияния разломов на процесс разработки залежи, нужно провести доразведку и гидродинамические исследования.

Блок II вскрыт тремя разведочными скважинами 661P, 671P и 667P, которые расположены в южной части блока. ВНК в районе участка скважин 661 (-2780 м), 671 (-2784,5) разница 4,5 м, 667 при опробовании получена вода. Северная часть блока II не изучена бурением.

Проницаемая часть пласта  $J_{1-1}$  в блоке III вскрыта одной разведочной скважиной 662P (а.о. кровли пласта -2778.5 м). Получен приток нефти с газом. ВНК вскрыт в скважине 662 (-2795 м). Аналогично блоку II, III блок так же мало изучен.

- Основными задачами, решаемыми разведочным бурением, являются [11]:
- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
  - вскрытие продуктивного пласта;
  - уточнения границ распространения залежи в отдельных блоках месторождения, и вскрытия ВНК;
  - уточнение нефтенасыщенных толщин залежи  $J_{1-1}$ ;
  - уточнение емкостно-фильтрационных свойств продуктивных отложений;
  - приращение запасов категории  $C_1$  выявленных по месторождению;
  - уточнение добывных возможностей залежи  $J_{1-1}$

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются [11]:

- детальное изучение керна для определения литологических особенностей и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов;

- рациональный комплекс геофизических исследований, согласно

которых производится выделение продуктивных пластов, определение их толщин и глубин залегания, толщин продуктивных пластов;

- комплекс гидродинамических исследований для изучения фильтрационно-емкостной характеристики коллекторов, положения контактов нефть-вода.

С целью доразведки данного месторождения предлагается заложение 5 разведочных скважин .

При заложении разведочных скважин учитывались особенности строения всех входящих в Холмистое месторождение блоков, степень изученности, предполагаемый тип ловушки для залежи  $J_{1-1}$  – тектонически-экранированный. При выборе местоположения скважин учтено только оптимальное размещение с целью вскрытия наиболее продуктивной части участка и разреза.

**Разведочную скважину №1Р** рекомендуется заложить в западной части I блока в районе куполовидного поднятия в 1,25 км на восток от скв. 663R, с проектной глубиной – 3000 м, проектным горизонтом – тюменская свита.

**Разведочную скважину №2Р** рекомендуется заложить в южной части I блока в районе куполовидного поднятия в 2,25 км на юго-восток от скв. 660R, с проектной глубиной – 3000 м, проектным горизонтом – тюменская свита

**Разведочную скважину №3Р** рекомендуется заложить в северной части II блока в районе структурного носа в 2,5 км на северо-восток от скв. 19, с проектной глубиной – 3000 м, проектным горизонтом – тюменская свита

**Разведочную скважину №4Р** расположить юго-восточнее от скважины №3Р, в центральной части блока II, с проектной глубиной – 3000 м, проектным горизонтом - тюменская свита

**Разведочную скважину №5Р** расположить в юго-восточной части III блока в 2,15 км на северо-восток от скв. 661R, с проектной глубиной – 3000 м, проектным горизонтом - тюменская свита.

Значительная часть скоплений УВ сосредоточена не в своде, а на склонах и переклиналильных окончаниях поднятий в тектонически

экранированных ловушках. Подобное размещение скважин (на восточном моноклинальном склоне Холмистого поднятия), возможно, выявит значительную часть запасов в пределах трех блоков.

Для изучения литологической характеристики пластов и физических свойств пластов-коллекторов, уточнения стратиграфических границ, эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин, положения ВНК, а также для изучения подсчетных параметров в лабораториях проектируется отбор керна.

В скважинах предусматривается систематический отбор шлама в целях наблюдения за изменением литологического состава вскрываемого разреза, появлением возможных признаков нефтегазоносности.

Комплекс ГИС определяется задачами, решение которых необходимо для изучения разреза, построения геологической модели месторождения, подсчета запасов УВ и оценки технического состояния скважин в процессе строительства.

Проведение полного комплекса ГИС в процессе бурения позволит отбить границы продуктивных коллекторов, оценить их ФЕС, уточнить интервалы отбора керна и шлама, рекомендовать интервалы испытания и опробования.

Этот комплекс исследований необходим для определения режима залежей, формы и размеров залежей, а в последствии и определения эксплуатационной сетки скважин.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализа имеющегося геолого-геофизического материала рекомендуется продолжить бурение на Холмистом месторождении с целью доразведки отложений пласта  $J_{1-1}$ .

С этой целью рекомендуется бурение 5 независимых разведочных скважин №1Р,2Р,3Р,4Р,5Р с проектной глубиной 3000 м и проектным горизонтом тюменская свита.

В процессе бурения рекомендуется проведение комплекса исследований: отбор керна и шлама, ГТИ, ГИС, опробование, испытание и гидродинамические исследования.

Несмотря на то, что месторождение находится в эксплуатации, некоторые участки залежи пласта  $J_{1-1}$  до настоящего времени представляют интерес для увеличения запасов промышленных категорий.

Бурение этих скважин позволит уточнить геологическое строение месторождения, открытия и подтверждения нефтеносности пластов залежей и прирастить разведанные запасы категории  $C_1$  2314 тыс. т.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Толстолыткин И., Мухарлямова Н., Сутормин С., Итоги разработки нефтяных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа в 2004 году, Нефть России, №4, 2005.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Сурков В.С., Трофимук А.А., Эрвье Ю.Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М.: Недра, 1975.
3. Бембель С.Р. Отчет о работах Холмистого сейсморазведочной партии 19/02-03 в Нижневартовском районе Тюменской области в зимний период 2002-2003 гг. ПО "ХМГ", г. Ноябрьск, 2002-2003.
4. Шишкин В.К., Червиков Б.Г. Отчет «Опытно-производственные электроразведочные работы методами ЗС, ВП и ЭМЗ с целью оценки нефтеперспектив объектов, выявленных сейсморазведкой». 150с., 2006.
5. Технологическая схема опытно-промышленной разработки юрских отложений Холмистого нефтегазоконденсатного месторождения. «ОАО Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», Ноябрьск, 2006.
6. Авторский надзор за реализацией проектного документа «Технологическая схема ОПР юрских отложений Холмистого месторождения» ГеоНАЦ ОАО «Сибнефть-ННГ», 2007.
7. Бочкарев В.С., «Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты», Тюмень, 1990.
8. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф., Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна.-М.:Недра, 1988.
9. Дизъюнктивно-блоковое строение верхнеюрских природных резервуаров Широного Приобья (на примере Новопокурского месторождения). Материалы третьей международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». М.:МГУ, 1999.
10. Сапрыкина А.Н. Особенности строения и формирования нефтяных залежей в связи с дизъюнктивно-блоковым строением верхнеюрских и неокомских природных резервуаров Широного Приобья./А.Н.Сапрыкина;

Москва, 2002.

11. Методические Указания по составлению проекта разведки (доразведки) месторождений (залежей) нефти и газа и дополнений к нему, утверждённые приказом Комитета Российской Федерации по геологии и использованию недр за № 70 от 10.07.96 г., г. Москва, 1995.
12. Временная инструкция по отбору и герметизации керна, поднятого при бурении скважин на глинистом растворе, г. Тюмень, 1987.
13. Методическое указания выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва 2002 РД 153-39.0-109-01
14. Временные методические указания по проектированию и проведению геофизических исследований скважин поискового и разведочного бурения на нефть и газ концерна Тюменьгеология. Тюмень, 1990.
15. Правила проведения испытаний и опробований в нефтяных и газовых скважинах. М.: ГЕРС, 1999.