

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образование учреждения  
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  
(Тюменская область)  
АВТОРЕФЕРАТ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

студента 4 курса 412 группы  
специальности: 21.05.02 - «Прикладная геология»  
заочного отделения геологического факультета  
Земцова Олега Сергеевича

Научный руководитель  
ассистент кафедры

А.В. Чуваев

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

А.Д. Коробов

Саратов 2019

## 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.

Холмистой месторождение открыто в конце 1988 года, при испытании скважины 662 получен фонтан нефти. В настоящее время получен большой объём новой геолого-геофизической информации, дополняющей представления о геологическом строении Холмистого месторождения. На основе этих данных составлена дипломная работа по доразведке залежи пласта  $J_{1-1}$  в пределах Холмистого месторождения.

В основу дипломной работы был положен фактический материал по геологическому строению и нефтегазоносности региона (материалы геофизических работ, данные бурения и испытания скважин, результаты лабораторных исследований), собранный в период прохождения промыслово-разведочной практики.

С целью обоснования доразведки при написании дипломной работы были решены следующие задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов об объекте изучения,
- анализ материалов о геологическом строении участка с целью оценки перспектив нефтегазоносности;
- выработка рекомендаций на проведение разведочного бурения.

Дипломная работа состоит из 5 глав, введения, заключения и содержит 46 страниц текста, 2 рисунка, 3 таблицы, бграфических приложений. Список использованных источников включает 15 наименований.

## Основное содержание работы

Планомерное изучение северных регионов Тюменской области началось в 50-е годы, в это время исследования носили региональный характер - поиски крупных структурно-тектонических элементов и выяснение общих закономерностей геологии района.

На основе анализа данных региональных исследований были определены участки для постановки площадной сейсморазведки масштаба 1:100000 с целью картирования ловушек и подготовки их к поисковому бурению на нефть и газ.

В период 1982-1989 гг. в изучаемом районе проводились сейсморазведочные работы МОВ ОГТ масштаба 1:100000 и 1:50000 с целью уточнения геологического строения района, поиска и подготовки к бурению антиклинальных структур. В этот период на площади были выявлены и подготовлены к поисково-разведочному бурению Равнинное, Холмистое, Ветровое, Удмуртское, Чатылькынское, Ватылькинское локальные поднятия и ряд других поднятий [2].

В 2002-2003 гг. с целью дальнейшего изучения геологического строения Чатылькынско-Удмуртского лицензионного участка, на котором расположено Холмистое локальное поднятие (л.п.), сп 19/02-03 проведены полевые сейсморазведочные работы. Совместно с материалами полевого сезона, по единой методике проведена переобработка и интерпретация всех материалов прошлых лет, проведенных на изучаемой площади [3].

Наименее освещенными сейсморазведочными работами оказались участки на западном склоне Холмистого л.п., район Жигулевского и Западно-Чатылькынского л.п. и северо-западный угол лицензионного участка. Для уточнения направлений поискового бурения и поиска перспективных объектов на исследуемой территории проведены отчетные сейсморазведочные работы.

Поисковое бурение на Холмистой площади начато в 1987 году, фонтан нефти получен в конце 1988 года при испытании скважины 662.

На настоящий момент на Холмистом месторождении пробурено 11

разведочных скважин (скв. 660Р, 661Р, 662Р, 663Р, 665Р, 666Р, 667Р, 668Р, 669Р, 671Р, 672Р), забои которых достигли от 2200 до 3150 м.

С учётом продуктивной характеристики, полученной в результате проведённых испытаний в составе усть-тазовской серии на Холмистом месторождении выделены 2 газовые залежи в пластах ПК<sub>16</sub> и ПК<sub>20</sub>, одна газоконденсатная залежь в пласте ПК<sub>18</sub>, четыре нефтяные залежи в пластах ПК<sub>18</sub>, АП<sub>3</sub>, АП<sub>9</sub> и АП<sub>11</sub>. В составе васюганской свиты выделены две нефтяные залежи в пластах J<sub>1-1</sub> и J<sub>1-2</sub>. Основной недоизученной является залежь пласт J<sub>1-1</sub>.

Таким образом можно судить о недостаточной геолого-геофизической изученностью Холмистого месторождения, довольно редкой и неравномерной сетью профилей, и как следствие слабой детализацией распространения продуктивных залежей изучаемого района.

Геологический разрез Холмистого месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые вероятно подстилаются породами доюрского складчатого фундамента, не вскрытого на изучаемом месторождении[4,5].

В разрезе Холмистого месторождения преобладают терригенные песчано-глинистые отложения. Лишь в верхней части разреза появляются диатомиты, опоки и опокovidные глины.

Анализ разреза позволяет сделать вывод о том, что в интервале юрско-меловых отложений развиты пласты коллекторы (песчаники, алевролиты) и разделяющие их глинистые разности, которые служат хорошими флюидоупорами.

Васюганская свита представлена песчаниками серыми с буроватым оттенком, средне-мелкозернистые, с прослоями алевролитов и глин. К песчаникам приурочены нефтенасыщенные пласты J<sub>1-1</sub>- J<sub>1-4</sub>. Глины аргиллитоподобные, темно-серые с буроватым оттенком, тонкоотмученные, однородные.

Холмистое месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему северную периклинальную часть Верхне-Толькинского вала, как показано на приложении Б [6].

Согласно схеме тектонического районирования фундамента, исследуемая территория расположена на границе Центрально-Западно-Сибирской складчатой области и Ямало-Тазовского блока - области байкальской консолидации [7]. Центрально-Западно-Сибирская складчатая область представляет собой совокупность нескольких моногеосинклиналей, разделенных крупными срединными массивами и затухающими на широте Сибирских увалов, упираясь в докембрийский кратон. Изучаемая территория расположена в области герцинской консолидации фундамента.

Согласно тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла, исследуемая территория включает в себя фрагменты Центральной мегатеррасы, находится в пределах Надым-Тазовской синеклизы (B1), большая часть участка занимает территорию Северо-Сибирской моноклинали (XVIII), зону ее сочленения с Толькинской впадиной (LXX) и Нижнетолькинским малым выступом (CXXXVIII). Холмистое месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему Жигулёвско-Холмистый структурный мыс.

Согласно структурной карте по кровле пласта  $J_{1-1}$  на территории Холмистого месторождения выявлено 3 тектонических нарушения сбросового типа. Тектоническое нарушение №1 расположено в западной части карты (район скв. 663P) и простирается с севера на юг. Амплитуда нарушения составляет предположительно 1,5-2 м. Тектоническое нарушение №2 простирается с севера-запада на юго-восток, в северной части оно разделяется на две ветви, амплитуда которых предположительно составляет 5-7 м. Амплитуда неразветвленной части тектонического нарушения № 2 составляет 1,5 м. Тектоническое нарушение №3 (расположено между скважинами 671P и 662P) протягивается с севера-запада на юго-восток и имеет амплитуду 5м.

Холмистое локальное поднятие представляет собой брахиантиклиналь

неправильной формы. Размеры поднятия по замкнутой изогипсе -2780 м составляют 8,5 км x 3,5 км, амплитуда равна 30-40 м. Свод структуры расположен в юго-западной части (скв. 122PL). Падение крыльев в восточной части пологое, в юго-западной части крутое. В восточном и западном направлении от свода структуры идет погружение пласта. В юго-западной части территория осложнена изометричной складкой, вытянутой с севера на юг. Ее амплитуда составляет 5 м, длина 2,8 км, ширина 1,2 км.

В структуре верхнеюрских отложений васюганской свиты выделены четыре тектонических блока:

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

II блок с востока отделён от III блока линейно вытянутым разломом северо-западного простирания.

IV блок клиновидной формы сформирован разломом северо-западного направления, раздваивающимся на северо-запад. Этот блок граничит с I и II блоками. IV блок вскрыт скважиной 19. Абсолютная отметка кровли пласта J<sub>1-1</sub> в четвертом блоке - 2758 м, что приблизительно на 6 м выше ожидаемой. Предполагается, что блок IV приподнят относительно блока I приблизительно на 5-7 м.

Сложность тектонического строения Холмистого месторождения, наличие тектонических нарушений, его блоковое строение обуславливает необходимость проведения дополнительных работ по доразведке данной изучаемой территории.

В нефтегазоносном отношении Холмистое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в пределах Александровского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) [8].

Основными залежами, открытыми в процессе поисково-разведочных работ и по данным каротажа, являются залежи нефти, приуроченные к

верхнеюрским отложениям васюганской свиты:  $J_{1-1}$ ,  $J_{1-2}$  и  $J_{1-3}$ . В пределах рассматриваемой площади горизонт  $J_1$  представлен терригенными отложениями, в разное время формировавшимися, по всей видимости, в морских, прибрежно-морских и прибрежно-континентальных условиях.

Залежь в пласте  $J_{1-1}$  имеет сложное строение, является пластовым, сводовым, экранированным поверхностями тектонических нарушений.

Рассматриваемая залежь нефти пласта  $J_{1-1}$  разбита тектоническими нарушениями на 4 блока (западный, центральный, восточный и северо-западный). Промышленная нефтегазоносность подтверждается в трех блоках (I, II, III), отделенных друг от друга тектоническими нарушениями.

Литологический пласт  $J_{1-1}$  представлен в основном песчаниками серыми, мелко-, среднезернистыми, иногда с углисто-глинистыми линзочками, частично взмученными, с горизонтальной, иногда волнистой слоистостью, местами слюдястыми, часто с большим количеством остатков флоры и фауны.

Толщина глинисто-алевритистой перемычки между стратиграфическими границами пластов варьирует в пределах 0,8 - 3 м. Однако, из-за того, что пласт  $J_{1-2}$  местами сильно заглинизирован, общая толщина непроницаемого барьера заметно больше. Толщина между подошвой проницаемой части пласта  $J_{1-1}$  и кровлей проницаемой части пласта  $J_{1-2}$  изменяется от 1,2 м (скв.662Р, 665Р) до 9,5 м (скв.671).

Толщина пласта  $J_{1-1}$  изменяется от 8,8 м (скв.666Р) до 30,7 м (скв.12). Увеличенные толщины (более 20 м) характерны для северо-западной части площади. Возможно, эта зона являлась зоной разгрузки речной системы, выносившей терригенный материал с востока и юго-востока территории и формировавшей дельтовую равнину на границе суши и моря.

По данным исследований керна для пласта  $J_{1-1}$  в основном характерна пористость 15-20%, проницаемость 1-50 мД. В районах скважин 663Р и 669Р проницаемость отдельных прослоев песчаника достигает 220 и 64 мД соответственно, а в скв.12 доходит до 377 мД.

Самой высокой абсолютной отметкой, на которой вскрыта проницаемая

часть пласта  $J_{1-1}$ , является -2754,5 м в скв. 121PL, самой низкой -2805,1 м в разведочной скв.666P.

Толщины пласта изменяются в пределах от 7,2 м (скв.660) до 30,7 м (скв.12), эффективные – от 2 м (в скв.660P) до 24,5 м (в скв.12) В среднем по пласту эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 6,5 м (изменяется от 2 м до 14 м).

Коэффициент песчаности изменяется от 0.3 (скв. 663P) до 0.82 (скв. 12), в среднем составляя 0.52. Наибольшие коэффициенты песчаности характерны для района скважин 12, 121PL, 120PL, 19.

Расчлененность коллекторов в пласте варьирует от 1 (скв. 660P, 666P) до 23 (скв. 14PL), в среднем по пласту 6.24.

Результаты бурения скважин №№ 660P, 661P, 662P, 663P, 665P, 666P, 667P, 668P, 669P, 671P, 672P в 2006-2007 гг. показали, что разрез пласта  $J_{1-1}$  является более песчаным, но, в то же время, и более расчленённым, чем представлялось ранее.

По осредненным результатам стандартной сепарации глубинных проб плотность пластовой нефти пласта  $J_{1-1}$  составляет  $715 \text{ кг/м}^3$ , сепарированной –  $812 \text{ кг/м}^3$ , объемный коэффициент равен 1.270, газосодержание –  $107,0 \text{ м}^3/\text{т}$ . Давление насыщения нефти газом при пластовой температуре составляет величину 11.7 МПа.

По состоянию на 04.04.2016г. по юрским залежам Холмистого месторождения на балансе РГФ числятся начальные запасы нефти по промышленной категории  $C_1$ : 13610/3925 тыс.т, (геол./извл.), по категории  $C_2$ : – 10304/2314 тыс.т (геол./извл.).

Анализ геологического строения Холмистого месторождения позволил сделать вывод о его сложном строении. Месторождение характеризуется как сложнопостроенное, многопластовое, имеет высокий этаж нефтегазоносности.

Основная продуктивность связана с юрскими отложениями, которые имеют литологические и тектонические особенности строения.



Рассматриваемая залежь нефти пласта  $J_{1-1}$  пластово-сводовая, разбита 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. Степень изученности залежей каждого блока не одинакова, 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. Возможно, между данными скважинами может проходить разлом субширотного простирания. Подобный скачок отметок ВНК согласно может указывать на то, что разрывные нарушения на данном месторождении в различные периоды геологической истории и на разных своих участках могут быть как флюидопроводящими и служить каналами миграции, так и флюидодинамическими экранами.

Для уточнения геологического строения, продуктивности пластов, оконтуривания границ залежи и перевода запасов в категорию  $C_1$  предлагается осуществить доразведку месторождения бурением пяти разведочных скважин в каждом блоке.

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. Цель бурения - вскрытие и опробование залежи пласта  $J_{1-1}$  васюганской свиты, выяснение характера распространения её в западной части I блока, а также перевод запасов нефти категории  $C_2$  в  $C_1$ .

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.

Цель бурения - вскрытие и опробование залежи пласта  $J_{1-1}$  васюганской свиты, выяснение характера распространения её в южной части I блока, а также перевод запасов нефти категории  $C_2$  в  $C_1$ .

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. Цель бурения - вскрытие и опробование залежи пласта  $J_{1-1}$  васюганской свиты, выяснение характера распространения её северной части II блока, а также перевод запасов нефти категории  $C_2$  в  $C_1$ .

Разведочную скважину №4Р расположить юго-восточнее от скважины №3Р, в центральной части блока II, с проектной глубиной – 3000 м, проектным горизонтом - тюменская свита. Цель бурения - вскрытие и опробование залежи пласта  $J_{1-1}$  васюганской свиты, выяснение характера распространения её в центральной части II блока, а также перевод запасов нефти категории  $C_2$  в  $C_1$ .

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. Цель бурения - вскрытие и опробование залежи пласта  $J_{1-1}$  васюганской свиты, выяснение характера распространения её во II блоке, а также перевод запасов нефти категории  $C_2$  в  $C_1$ .

Для решения поставленных геологических задач предусматриваются [9]:

- 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.

## Заключение

Холмистое месторождение впервые было открыто в 1988 году. Геологическое строение Холмистого месторождения изучено по материалам сейсморазведочных работ в совокупности с данными поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. Холмистое месторождение имеет сложное геологическое строение, не выдержано по площади, осложнено тектоническими нарушениями. Промышленные скопления нефти в пределах Холмистого месторождения установлены в терригенных отложениях васюганской свиты верхнеюрского возраста, где выделяется два продуктивных песчаных пласта  $J_{1-1}$  и  $J_{1-2}$ . Основные запасы нефти связаны с отложениями пласта  $J_{1-1}$  разбитые тектоническими нарушениями на блоки.

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.

Для уточнения геологического строения Холмистого месторождения и его запасов рекомендуется заложение пяти 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.

Бурение этих скважин позволит уточнить геологическое строение месторождения, открытия и подтверждения нефтеносности пластов залежей и 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. Технологическая схема опытно-промышленной разработки юрских отложений Холмистого нефтегазоконденсатного месторождения. «ОАО Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», Ноябрьск, 2006.
5. Авторский надзор за реализацией проектного документа «Технологическая схема ОПР юрских отложений Холмистого месторождения» ГеоНАЦ ОАО «Сибнефть-ННГ», 2007.
6. Бочкарев В.С., «Пояснительная записка к тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты», Тюмень, 1990.
7. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф.. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна.-М.:Недра, 1988.
8. Сапрыкина А.Н. Особенности строения и формирования нефтяных залежей в связи с дизъюнктивно-блоковым строением верхнеюрских и неокомских природных резервуаров Широкого Приобья./А.Н.Сапрыкина; Москва, 2002.
9. 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.