

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 Харасавэйского месторождения»**

Автореферат дипломной работы

студента 5 курса 551 группы  
специальности – 21.05.02 «Прикладная геология»  
геологического факультета  
Евграфова Григория Андреевича

Научный руководитель:

доктор геол.-мин.наук, профессор \_\_\_\_\_ И.В.Орешкин

Заведующий кафедрой:

доктор геол.-мин.наук, профессор \_\_\_\_\_ А.Д.Коробов

Саратов 2020

## Введение

Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн – один из ведущих нефтегазодобывающих регионов России по добыче нефти и газа. Прирост новых запасов промышленных категорий осуществляется или за счет открытия новых, или за счет доразведки старых месторождений, в процессе которых есть залежи или участки, запасы которых были оценены по категории С2. Одним из таких месторождений является Харасавэйское месторождение.

Харасавэйское газоконденсатное месторождение открыто в 1974 году.

В физико-географическом плане Харасавэйское месторождение находится на полуострове Ямал на западном побережье Карского моря.

В административном отношении участок находится на территории Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является наиболее важной провинцией России как по текущим запасам углеводородов, так и перспективным ресурсам. Несмотря на некоторое снижение добычи нефти в последние годы, она останется основным нефтегазодобывающим регионом в России на ближайшее будущее.

Восполнение ресурсной базы в Западной Сибири, как и в целом в России, осуществляется как за счет новых открытий так и за счет проведения разведочных работ на уже открытых, но не достаточно изученных бурением месторождениях.

Целью дипломной работы является обоснование доразведки Харасавэйского месторождения.

Задачи:

- сбор геолого-геофизических материалов об объекте изучения,
- обобщение и анализ материалов о геологическом строении и нефтегазоносности исследуемого участка,
- рекомендации на заложение доразведочных скважин.

Данная работа написана по результатам изучения геолого-геофизического материала по строению Харасавэйского месторождения.

Дипломная работа состоит из 40 страниц, 5 глав, 2 рисунков, 6 графических приложений.

### **Основное содержание работы**

В изучении площади Харасавэйского месторождения выделяется три этапа.

Первый, региональный этап, начался в 50-60-х годах постановкой геолого-геофизических съемок (геологической, гравиметрической и т.д.), позволивших составить первые приближенные структурные схемы подошвы осадочного чехла.

Второй этап - поисковый, характеризовался проведением сейсмических исследований однократными наблюдениями МОВ, которые подготовили Харасавэйское поднятие к глубокому бурению по отражающим горизонтам Г (K<sub>2c</sub>), М (K<sub>1a</sub>), В<sup>1</sup> (K<sub>1v</sub>) и Б (J<sub>3</sub>). Поднятие представляло собой вытянутую полузамкнутую структуру, самая возвышенная часть которой располагалась на территории суши, а остальная часть раскрывалась в Карское море. Первой же поисковой скважиной № 1 в 1974 г. было открыто Харасавэйское месторождение - обнаружены газоконденсатные залежи в верхах танопчинской свиты (пласты ТП1-4, ТП6).

На третьем, поисково-разведочном, этапе (1974-1978 годы) площадь изучалась 6-ти и 12-ти кратными наблюдениями ОГТ. В результате были закартированы структурные планы по отражающим горизонтам Г, М<sup>1</sup>, М, В, В1, В2, Б, Т<sub>1</sub>, Т<sub>4</sub>, 1а и 1б/А на суше, а также изучено акваториальное продолжение Харасавэйского поднятия (построены структурные карты по отражающим горизонтам Г, М<sup>1</sup> и Б).

В 1974-1977 годах по результатам бурения 15 поисково-разведочных скважин в сеноман-аптских отложениях Харасавэйской площади открыто 7 залежей газа и конденсата в пластах ПК1, ТП1-5, ТП6, ТП8, ТП11, ТП13-14,

ТП15-16, по которым был проведен подсчет запасов (по состоянию на 24.08.1977), утвержденных в ГКЗ СССР.

Таким образом, к настоящему времени на Харасавэйском месторождении пробурено всего 63 скважины на суше и одна - в пределах акватории Карского моря. Из них 20 скважин являются поисковыми, 44 скважины - разведочными.

Геологический разрез месторождения представлен палеозойскими образованиями фундамента и отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Сводный геологический разрез выполнен с использованием каротажного материала по скважинам 45 и 103 Харасавэйской площади.

*Танопчинская свита* (готерив-апт) сложена песчаниками, алевролитами и глинами. Песчаники индексируются как пласты группы ТП (*ТП<sub>26</sub>-ТП<sub>1</sub>*). На Харасавэйском месторождении они содержат основные запасы газа и конденсата. Толщина свиты не превышает 1300 м.

Внутри свиты отложения, вмещающие пласты *ТП<sub>26</sub>-ТП<sub>21</sub>*, несогласно перекрываются *нейтинской толщей*. Сложена нейтинская толща глинами в разной степени алевритистыми с пластами тонкозернистого песчаника, а в основании отмечены прослой конгломератов. Толща вмещает продуктивные песчаные пласты *ТП<sub>16</sub><sup>1</sup>-ТП<sub>15</sub>*.

Марресалинская свита, имеет сложное строение, обусловленное неравномерным распределением в разрезе и по площади песчаных (песчано-алевролитовых) и алевро-пелитовых разностей. В целом, в разрезе преобладают песчаники средне-мелкозернистые, в различной степени алевритистые, слабо сцементированные. По минеральному составу они относятся к классу аркоз. На разных уровнях встречаются прослой, обогащенные углистым материалом (до перехода в угли), толщина которых достигает 4 м. В кровле свиты залегают регионально газоносные песчаные пласты *ПК4-ПК1*. Толщина свиты составляет 500-520 м.

В целом можно сказать, что вскрытый разрез характерен для Западной Сибири, так как в основном сложен терригенными породами. Разрез юрско-

меловых отложений характеризуется широким развитием пластов-коллекторов(песчаники,алевролиты) и флюидоупоров(глинистые разности). Фациально-палеографические условия в юрско-меловое время в пределах исследуемой территории изменялись от морских до континентальных.

*Поверхность ОГ М<sup>1</sup>*, связанная с кровлей танопчинской свиты, залегает в интервале глубин от -1360 м до -1630 м. Унаследовав общие черты строения предшествующих горизонтов, структурный план Харасавэйского поднятия по ОГ М<sup>1</sup> заметно сгладился. Материковая часть поднятия, выделенная контуром изогипсы -1550 м, имеет видимые размеры 36,2x16,8 км и амплитуду 190 м. В очертаниях последней замкнутой изогипсы на уровне -1380 м само поднятие представляет собой брахиантиклиналь северо-западного простирания, свод которой (изогипса -1360 м) принял субмеридиональную ориентировку. При этом на южной периклинали поднятия нивелировались антиклинальные складки в районе скважины 42.

*Поверхность ОГ Г* характеризует строение сеноманских отложений верхнего мела по кровле газоносного песчаного пласта ПК<sub>1</sub> (кровля сеномана), залегающего на глубинах от -690 м до -920 м.

Структурный план пласта ПК<sub>1</sub> отличается субмеридиональным простиранием. Южное замыкание поднятия происходит по изогипсе -780 м, а на северо-западном направлении структура раскрыта в акваторию Карского моря. Ее видимые размеры составляют 35,5x13,8 км, амплитуда - 90 м. При этом в контуре изогипсы -720 м Харасавэйское поднятие полностью замкнуто и имеет размеры 15,3x8,2 км с амплитудой 30 м.

Харасавейское газоконденсатное месторождение находится в северной части Западно-Сибирской нефтегазонасной провинции (НГП), приуроченной к одноименной Западно-Сибирской плите – крупной асимметричной впадине, выполненной мезо-кайнозойскими отложениями. Северной части Западно-Сибирской НГП соответствует Ямальская нефтегазонасная область (НГО)

В разрезе мезо-кайнозойских отложений Ямальской нефтегазоносной области выделяются четыре нефтегазоносных комплекса (НГК): нижне-среднеюрский, неокомский, аптский и альб-сеноманский.

По результатам детальной корреляции в разрезе мезо-кайнозойских отложений Харасавэйского месторождения прослежено 24 продуктивных пласта: ПК1, ТП1-4, ТП5, ТП6, ТП7-8, ТП9, ТП10, ТП11, ТП12, ТП13, ТП14, ТП15-16, ТП16<sup>1</sup>, ТП21-23, ТП24, ТП26, БЯ1, БЯ2, БЯ5, БЯ6, БЯ7, БЯ8, Ю2, Ю3. В этих пластах выявлено 25 газоконденсатных и 1 газовая залежь.

#### Залежь пласта ТП1-4.

Проницаемые пласты ТП 1-ТП4 распространены по всей площади месторождения, характеризуются значительным по толщине этажом газоносности и имеют общий ГВК. На основании этого они объединены в один объект - пласт ТП1-4. Газоносность пласта доказана результатами испытания и ГИС. Газоконденсатная залежь вскрыта большинством пробуренных скважин. Кровля продуктивного коллектора находится на абсолютных отметках -1364 м (скв. 101) и -1516 м (скв. 8).

Пласт опробован в 13 скважинах, из них в 10 скважинах при испытании пласта получены фонтанирующие притоки газоконденсатной смеси, дебит которых изменяется от 84,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (а!ш=6,1 мм) до 1204 тыс. м<sup>3</sup>/сут. (а!ш=27 мм). В скважине № 12 промышленный приток газа получен на самой низкой абсолютной отметке нижних дыр перфорации, которая составляет -1520,7 м.

Интервалы перфорации пласта всех скважинах, где проведены испытания (за исключением скважины № 32), расположены выше ГВК. Поэтому достоверно оценить положение контакта газ - вода по результатам опробования скважин не представляется возможным. По результатам интерпретации материалов ГИС отметки ГВК по скважинам изменяются от -1520 м (скважина № 8) до -1528 м (скважины №№ 12 и 17). Поверхность ГВК имеет наклон в восточном направлении.

Залежь газоконденсатная, пластовая сводовая, размеры ее составляют 39х16 км, высота - 160 м. Эффективные толщины в пределах залежи

изменяются от 63 м до 107,5 м. Пластовое давление принято равным 15,28 МПа, пластовая температура - 47,6 °С.

### Залежь пласта ПК1

Пласт ПК1 развит на всей площади месторождения и представляет собой мощную толщу песчано-алевролитовых пород-коллекторов с прослоями глин и плотных непроницаемых разностей. По результатам опробования и ГИС в пласте выделена одна газовая залежь, кровля которой прослеживается на абсолютных отметках от -690 м (скв. 9) до -782 м (скв. 5). Залежь экранируется мощной (до 600-700 м) глинистой крышкой турон-датского возраста.

В контуре залежи пробурено 49 скважин. Пласт испытан в 9 скважинах, причем в пяти из них (скважины №№ 3, 6, 9, 17, 43) получены безводные фонтанирующие притоки газа дебитом от 274,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. до 408 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Самая низкая абсолютная отметка интервала перфорации, из которого получен промышленный приток газа, составляет минус 782,3 м (скважина № 17).

По результатам интерпретации методов геофизических исследований скважин ГВК залежи ПК1 находится в интервале а.о. -786 -791 м.

Залежь газовая, массивная, размеры залежи - 48x14 км, высота - 99 м, эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 6,3 до 91,2 м. Положение ГВК принято на а.о. -789 м (по данным ГИС). Пластовое давление составляет 7,95 МПа, пластовая температура - 21 °С.

Анализ геолого-геофизических материалов, характеризующих геологическое строение и нефтегазоносность Харасавэйского месторождения показывает его недоизученность, особенно залежи пластов ПК1 и ТП1-4 в акваториальной части. Геологическое строение территории Харасавэйского месторождения сложное, на территории отмечаются тектонические нарушения. Месторождение достаточно хорошо изучено в южной части. Северо – западная часть является недоизученной.

Все вышеперечисленное свидетельствует о том, что Харасавэйское месторождение требует доразведки. Поэтому разведочную скважину 1Р следует заложить в пределах северной части залежи пласта ПК1, в

6000 м западнее скважины №4, как это показано в приложении Г. Рекомендуется бурить скважину с временной платформы. Эта скважина также вскрывает пласт ТП1-4. Проектная глубина скважины 1600 м. Проектный горизонт танопчинский. Глубина моря в месте бурения составляет 20 м., плюс около 10 м над уровнем моря – положение ротора на платформе. В случае бурения с берега придется бурить два наклонно-направленных ствола на пласты ПК1 и ТП1-4 отдельно.

Задачи, решаемые на разведочном этапе:

1. Уточнение строения малоизученных частей залежей;
2. Уточнение фильтрационно-емкостных характеристик пород коллекторов;
3. Подтверждение выделенного контура залежей и перевод части запасов нефти и газа категории В<sub>2</sub> в категорию В<sub>1</sub>.

Для решения поставленных задач в скважине рекомендуется комплекс исследований для более эффективного изучения объекта.

Геофизические исследования.

Промыслово-геофизические исследования проводятся с целью изучения геологического строения разреза, стратиграфического расчленения, выделения покрышек и коллекторов, выяснения характера насыщения коллекторов в соответствии с типовым и обязательным комплексом геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ и «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» [8].

В скважине 1Р планируется проведение следующих геофизических исследований:

- стандартный каротаж (СК);
- боковой каротаж (БК);



- боковое каротажное зондирование (БКЗ);
- индукционный каротаж (ИК)
- кавернометрия (КВ)
- радиоактивный каротаж (ГК, НГК);
- инклинометрия (Инкл);
- термометрия (ТМ);

### **Заключение.**

В данной дипломной работе представлена общая характеристика геологического строения и перспектив нефтегазоносности месторождения Харасавэй.

В этом районе ранее были открыты месторождения нефти и газа и на основании анализа геологических данных предшествующих полевых работ и данных, полученных при проведении геофизических исследований, можно судить о перспективной нефтегазоносности сеноманских, ниже-среднеюрских, неокомских отложений.

Для доразведки на этом месторождении следует заложить скважину с временной платформы при помощи вертикального бурения, 1Р с проектной глубиной 1600м и проектным горизонтом танопчинским . Глубина моря в месте бурения составляет 20 метров

Представленная информация является результатом обобщения имеющихся геолого-физических данных по Харасавэйскому ГКМ, а также по месторождениям аналогам и используется для решения задачи доразведки месторождения в его акваториальной (морской) части.

## Список использованных источников.

1. Иштирякова Х.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Ямальского района. Фонды Главтюменьгеологии, 1968 г.
2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004 г.
3. Сподобаев А.А., Огибенин В.В., Ческидов В.А., Лахманов А.А. и др. Отчет о результатах детализационных работ МОВ ОГТ 3D сезонов 2002–2007 на Бованенковской площади. ОАО «Ямалгеофизика», ООО «Иртышгеофизика», г. Тюмень, 2008 г.
4. Результаты газоконденсатных исследований скважин № 2202, 2402, 2502, 2802, 2902, 3202, 3303, 3305, 3307, 3311, 3402, 4102 Бованенковского месторождения. Отчеты ООО «ИЦ ГазИнформПласт». – г. Томск, 2014 г.
5. Результаты газоконденсатных исследований скважин № 2204, 2403, 3103, 3203, 3403, 4104, 4602, 21003, 3502, 3602, 3606, 4303, 4403, 4511, 6313, 6315, 6320, 3504, 4310, 4311, 3609, 3508, 3510, 3512, 4313, 3513, 4610, 4608 Бованенковского 1038
6. Отчеты ООО «ИЦ ГазИнформПласт». – г. Томск, 2015 г.
7. Анализ результатов отбора и изучения керна, повышения эффективности использования керна информации в пределах лицензионных участков ООО «Газпром добыча Надым» на различных этапах поисково-разведочных и эксплуатационных работ. Отчет по договору №2008/03/0282, ООО «ЦНИП ГИС», Москва, 2008.

8. Дополнение к технологической схеме разработки Харасавэйского ГКМ. Выполнен ООО «Газпром ВНИИГАЗ».- г. Москва, 2019 г.
9. Федорцова С.А. Подсчет запасов свободного газа и конденсата Бованенковского месторождения Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области на 01.07.1982 г. Тюмень, 1982 г.
10. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов СТО Газпром 2-3.5-051-2006.