

ПЕРВОЕ ВЫСШЕЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ УЧЕБНОЕ ЗАВЕДЕНИЕ РОССИИ



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

«САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра геологии нефти и газа

Реферат

По дисциплине: Геология нефти и газа на шельфе

(наименование учебной дисциплины согласно учебному плану)

Тема: Крупные и уникальные месторождения нефти и газа, закономерности размещения  
их на территории и акваториях России

Автор: студент гр#####

\_\_\_\_\_ (подпись)

/##### /

(Ф.И.О.)

ПРОВЕРИЛ : доцент

\_\_\_\_\_ (подпись)

/##### /

(Ф.И.О.)

## **Оглавление**

ВВЕДЕНИЕ .....	3
1 глава. Крупнейшие нефтяные месторождения. ....	4
1.1. Самотлорское месторождение .....	4
1.2. Ромашкинское месторождение .....	9
1.3. Приобское месторождение .....	11
1.4. Лянторское месторождение .....	15
2 глава. Крупнейшие месторождения природного газа. ....	18
2.1. Уренгойское месторождение .....	18
2.2. Ямбургское месторождение .....	22
2.3. Бованевское месторождение .....	23
2.4. Штокмановское месторождение .....	26
3 глава. Закономерности размещения углеводородных месторождений на территории и акваториях России .....	28
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	31
Список использованной литературы .....	32

## **ВВЕДЕНИЕ**

Нефть и природные углеводородные газы занимают особое место в современном мире. Они играют выдающуюся роль в мировой экономике и политике, определяя энергетическую и экономическую стратегию многих стран. Наличие собственных ресурсов, возможность организовать экспорт углеводородов позволяют различным государствам добиваться значительных успехов в экономическом и социальном развитии.[1]

Россия – одна из немногих стран, богатых практически всеми известными полезными ископаемыми. Промышленные месторождения нефти и газа открыты в различных частях России и сопредельных стран — от акватории и побережья Северного Ледовитого океана до пустынь Средней Азии, от Предкарпатья и акватории Балтики до Восточной Сибири и острова Сахалин. В России и сопредельных странах в пределах платформенных, складчатых и переходных территорий выделено 25 нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных мегапровинций, провинций и субпровинций. Почти каждая из них включает несколько нефтегазоносных областей и районов.

*Целью работы* является рассмотрение основных уникальных нефтяных и газовых месторождений на территории России, а также установление закономерности их размещения

*Структура реферата* состоит из 3 частей, заключения и списка использованной литературы.

## 1 глава. Крупнейшие нефтяные месторождения.

### 1.1. Самотлорское месторождение

Самотлорское нефтяное месторождение - это крупнейшее месторождение, находящееся на седьмом месте в мировом рейтинге и самое крупное в России. Месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО, в районе озера Самотлор и относится к Западно-Сибирской нефтяной провинции. Свое название получило в честь озера, под которым оно находится.

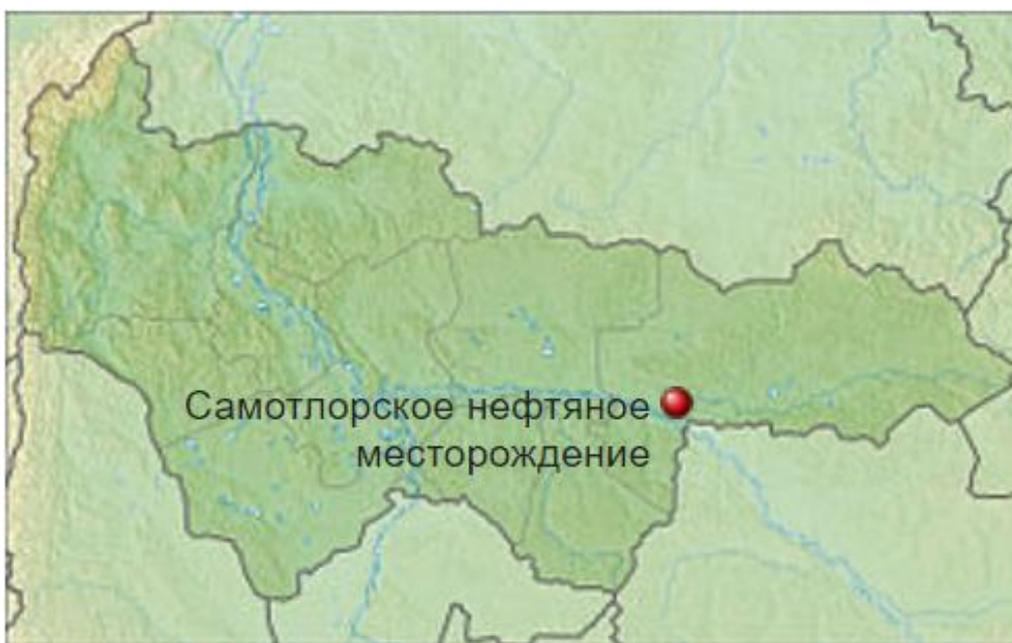


Рис.1. Расположение Самотлорского месторождения

Самотлорское месторождение было открыто 22 июня 1965 года в результате поисково-разведочных работ, производимых Мегионской нефтегазоразведочной группой во главе с В.А. Абазовым. По словам первооткрывателей, пробившийся фонтан из разведочной скважины Р-1, пробуренной бригадой Г. Норкина, был такой силы, что нагревались стальные трубы, а его отдача была более тысячи тонн в сутки.

Освоению Самотлорского месторождения мешала сильная заболоченность местности, а перенять опыт зарубежных коллег для

облегчения задачи не представлялось возможным из-за уникальности условий. Первоначально инженерами предлагалось либо осушение участка, либо постройка специальных эстакад под буровые вышки. Однако, в первом случае увеличивалась вероятность возникновения пожара, а второй вариант не подходил вследствие высоких затрат времени и ресурсов. В итоге проблему решили путем отсыпки искусственных островов прямо на озере-болоте и установки на них бурового оборудования. Первая эксплуатационная скважина Самотлорского нефтяного месторождения была запущена в 1968 году, а промышленная добыча началась в 1969 году. В 1981 году была добыта миллиардная тонна нефти. Разведанные запасы нефти Самотлорского месторождения оцениваются в 7,1 млрд тонн, из них извлекаемые запасы составляют 2,7 млрд тонн.[2]

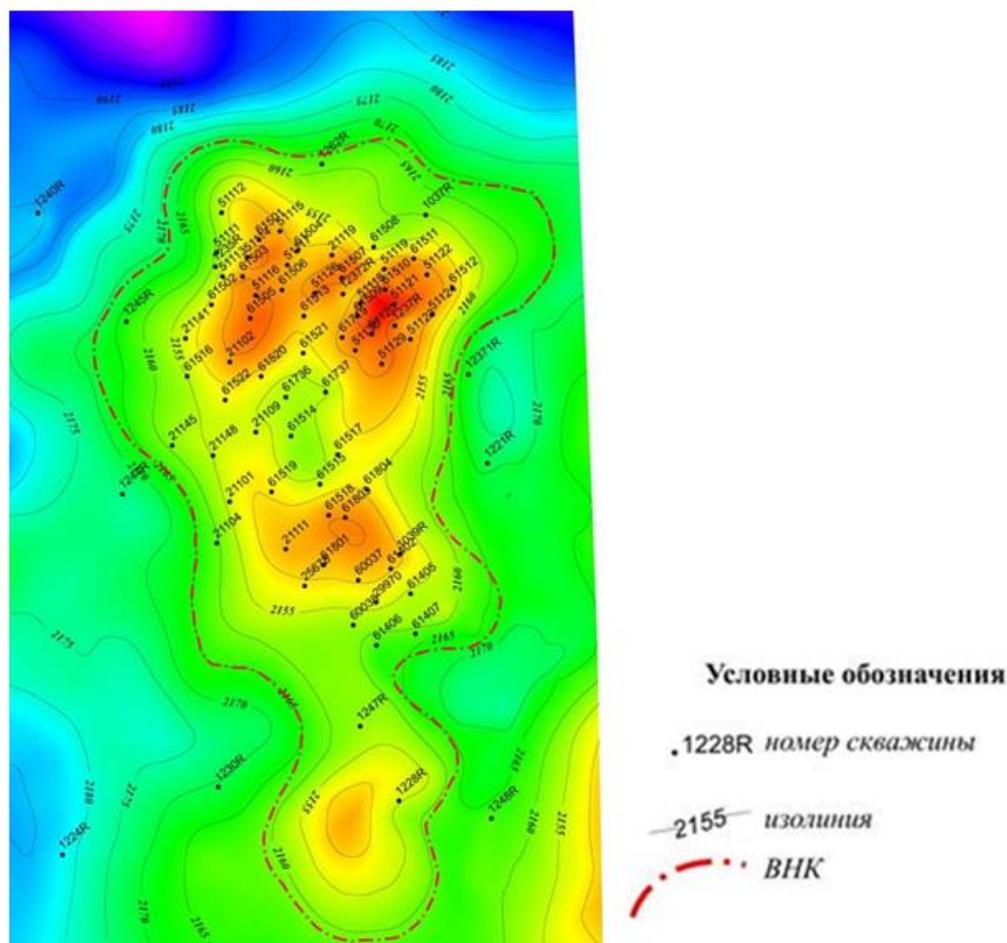


Рис.2. Структурная карта кровли пласта БВ<sub>8</sub> Сенченского купола Самотлорского месторождения

Геологический разрез Самотлорского месторождения представлен мощной толщей (до 3000 м.) осадочных пород, залегающих на размытой поверхности складчатого фундамента.

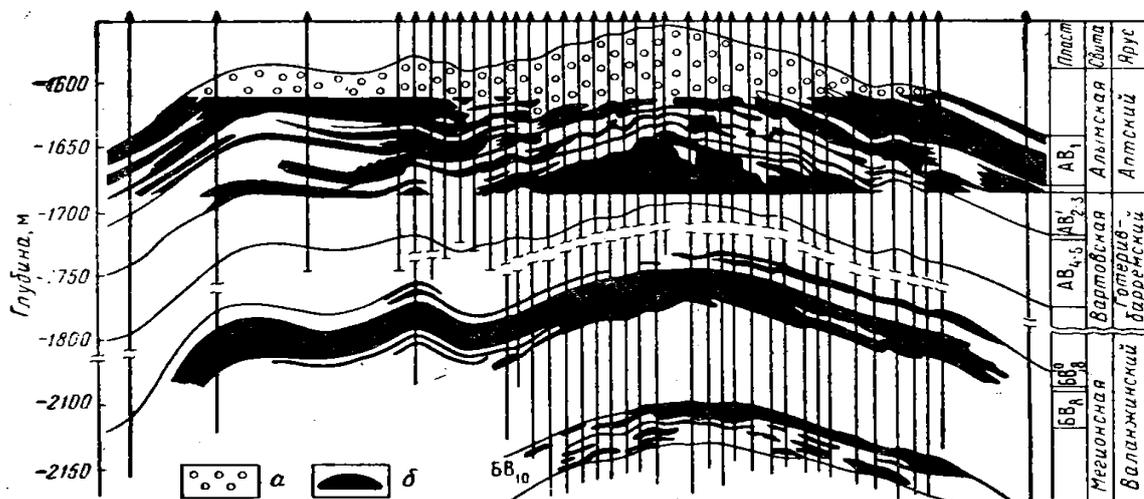


Рис.2. Разрез продуктивных отложений Самотлорского месторождения (по Ф. К. Салманову)

а – газ; б - нефть

В геологическом строении месторождения принимают участие в основном отложения мезозоя, в разрезе которых выявлены нефтяные залежи. На месторождении выявлено 19 залежей нефти, в том числе одна с газовой шапкой. Особенно продуктивны породы готерива-баррема и валанжина, залегающие на глубинах 1700—2200 м.

**Готерив-барремская продуктивная толща** включает основные запасы нефти месторождения, в ней выделяется до пяти отдельных песчаных пластов (АВ<sub>1</sub>-АВ<sub>5</sub>), из которых выдержанными являются три пласта. Эти же пласты обладают наилучшими коллекторскими свойствами.

**Краткая характеристика Готерив-барремской продуктивной толщи Саматлорского месторождения**

Залежь	Сводовая массивная высотой около 100 м.
Продуктивная толща	Частое чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов, характеризующихся неоднородным строением и значительной литологической изменчивостью как по площади, так и по разрезу.
Пористость	До 27,7%
Проницаемость	0,0151-0,863 мкм <sup>2</sup>
Общая мощность продуктивной толщи	120-160 м.
Эффективная мощность	40-100 м.
Начальное пластовое давление	17,0 – 21,5 МПа
Пластовая температура	60-65°С
Плотность нефти	842-884 кг/м <sup>3</sup>
Вязкость нефти	5,6 – 18,2 мПа·с
Содержание серы	1,1-1,3%
Содержание парафинов	1,9-4,0%
Состав газа	СН <sub>4</sub> – 82,9-93,4%; С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> – 1,24-4,19%; С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> – 1,46-6,22%; N <sub>2</sub> – 0,23-1,25%. СО <sub>2</sub> – 0,14-1,28%.

Особенность залежи - наличие газовой шапки (высотой до 40 м), что на нефтяных месторождениях центральной части Западной Сибири явление редкое.

**Валанжинская продуктивная толща** в разрезе представлена рядом песчаных пластов, из которых основными являются пласты БВ<sub>8</sub> и БВ<sub>10</sub>.

**Краткая характеристика Валанжинской продуктивной толщи Саматлорского месторождения**

Залежи	Пластовые сводовые
Коллекторы	Песчаники
Пористость	До 22,9%
Проницаемость	0,072 – 0,863 мкм <sup>2</sup>
Общая мощность продуктивной толщи	БВ <sub>8</sub> : 40-50 м; БВ <sub>10</sub> : 20-30 м.
Эффективная мощность	БВ <sub>8</sub> : 20-30 м; БВ <sub>10</sub> : 2-30 м.
Начальное пластовое давление	22 МПа
Пластовая температура	65-70°С
Плотность нефти (ст. у.)	842-846 кг/м <sup>3</sup>
Вязкость нефти (ст.у.)	4,6 – 5,8 мПа·с
Содержание серы	1,0-1,2%
Содержание парафинов	3,4-4,6%
Состав газа	СН <sub>4</sub> – 77,1-78,7%; С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> – 5,64-6,67%; С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> – 7,75-9,37%; N <sub>2</sub> – 1,22-1,66%; СО <sub>2</sub> – 0,28-0,36%.

Водонефтяной контакт залежей имеет наклонный характер (с запада на восток), что, видимо, связано с линзовидным строением пластов и значительным ухудшением их коллекторских свойств. Дебиты нефти составляют 50—200 м<sup>3</sup>/сут через 8-миллиметровый штуцер.[14]

В настоящее время на месторождении применяют такие современные технологии как гидроразрыв пласта и кустовое бурение, что позволило получить доступ к трудноизвлекаемым пластам и существенно стабилизировать уровень добычи. По оценкам экспертов, Самотлор исчерпан более чем на 70%. [2]

## 1.2. Ромашкинское месторождение

Второе по объему добычи в России месторождение нефти относится к Волго-Уральскому нефтегазоносному бассейну, который расположен на юго-востоке республики Татарстан, в Лениногорском районе, в 70 км от г. Альметьевск. Названо данное месторождение в честь ближайшей деревни Ромашкино. [13]



Рис.3. Расположение Ромашкинского месторождения

Ромашкинское месторождение было открыто в 1948 году бригадой Шугуровской нефтеразведки, Кузьмина С. и Халикова Р., начальник А. Лукин. Промышленная разработка месторождения началась в 1952 году. Начальные извлекаемые запасы нефти на месторождении составляют 2,3 млрд тонн. Месторождение многопластовое, на нем выявлено несколько сотен залежей нефти, основные из которых связаны с терригенной толщей девона и в меньшей степени нижнего карбона. Основная нефтяная залежь Ромашкинского месторождения приурочена к пласту  $D_1$ , залегающему на глубине 1100 м и стратиграфически приуроченному к пашийскому горизонту франского яруса верхнего девона. На геологическом разрезе (рис.5) видно, что пласт  $D_1$  представлен кварцевыми песчаниками и алевролитами и характеризуется чрезвычайно сложным строением.

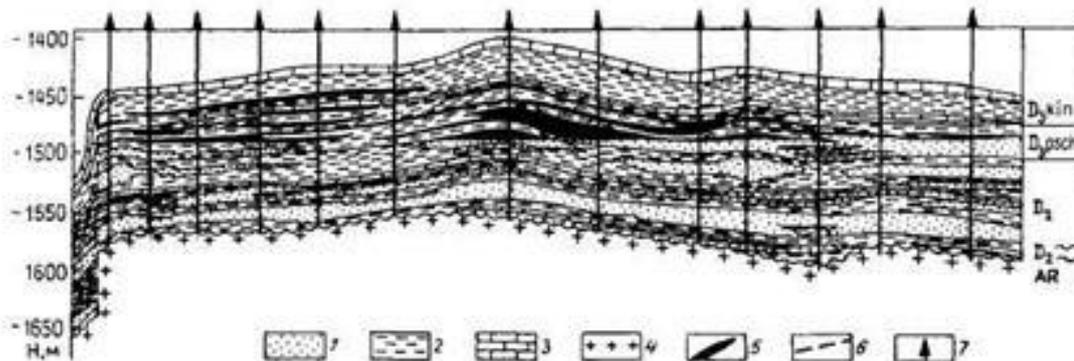


Рис.5. Ромашкинское месторождение. Геологический разрез терригенной тощи девона (Габриэлянц, 2000) по отложениям горизонта D<sub>1</sub>: 1 – песчаник, 2 – глина, 3 – известняк, 4 – кристаллический фундамент, 5 – залежи нефти, 6 – разрывы, 7 – скважина

Таблица 3

### Краткая характеристика Ромашкинского месторождения

Залежи	Пластовые сводовые
Коллекторы	Кварцевые песчаники
Толщина продуктивных отложений	До 50 м.
Пористость	15-26%
Проницаемость	40 – 2000 мД.
Средняя нефтенасыщенная толщина	10-15м.
Начальное пластовое давление	17,5 МПа
Начальная пластовая температура	40°С
Плотность нефти	796 – 820 кг/м <sup>3</sup>
Вязкость нефти	2,4 – 10,4 мПа·с
Содержание серы	1,5 – 2,1%
Содержание парафина	2,6-5,4%
Состав газа	СН <sub>4</sub> – 30-40%; С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> +высшие – 27-55%.

Некоторые скважины дают из пласта D<sub>1</sub> до 400 т/сут нефти. На небольшом расстоянии отдельные горизонты выклиниваются или значительно увеличиваются в мощности, сливаясь в единый пласт. Всего в разрезе пласта D<sub>1</sub>: выделяют пять нефтенасыщенных горизонтов. На некоторых участках северо-западной части Ромашкинского месторождения залежи пласта D<sub>1</sub> сливаются с залежами пласта D<sub>0</sub> кыновского горизонта верхнего девона. Кыновский горизонт представлен песчаниками и

алевролитами и распространен, в основном, в северо-западной части структуры на Миннибаевской, Северо-Альметьевской, Березовской и отчасти Чишминской промысловых площадях. Залежь кыновского горизонта верхнего девона (толщина песчаных коллекторов до 9 м, средняя нефтенасыщенная толщина 3,2 м) гидродинамически связана с пашийской залежью. Остальные залежи в терригенных породах (нижний карбон) приурочены к песчано-алевролитовым коллекторам суммарной толщиной до 18 м. Режим залежей водонапорный и упруговодонапорный. Основные залежи разрабатываются с поддержанием пластового давления (внутриконтурное и законтурное заводнение) механизированным способом. Самыми древними породами месторождения, содержащими нефть, являются алевролиты воробьевского горизонта живетского яруса, выделенные в пласт D<sub>4</sub>. [9]

### **1.3. Приобское месторождение**

Приобское нефтяное месторождение - самое крупное нефтяное месторождение в России по текущим запасам и уровню добычи нефти. Приобское месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, приурочено к Приобскому локальному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами в центральной части Пимского вала Сургутского свода. Располагается на границе Салымского и Ляминского нефтегазоносных районов, в 65 км от города Ханты-Мансийск и 200 км от города Нефтеюганск, и приурочено к одноимённой локальной структуре Среднеобской нефтегазоносной области. Месторождение было открыто в 1982 году участниками Правдинской нефтеразведочной экспедиции под руководством Г. Сухачева, входящей в состав Ханты-Мансийской комплексной геологоразведочной экспедиции.

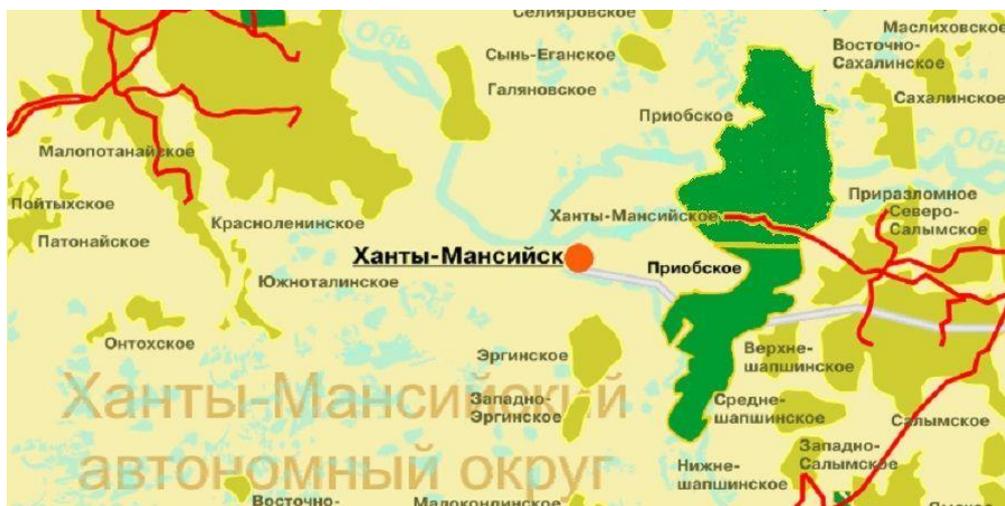
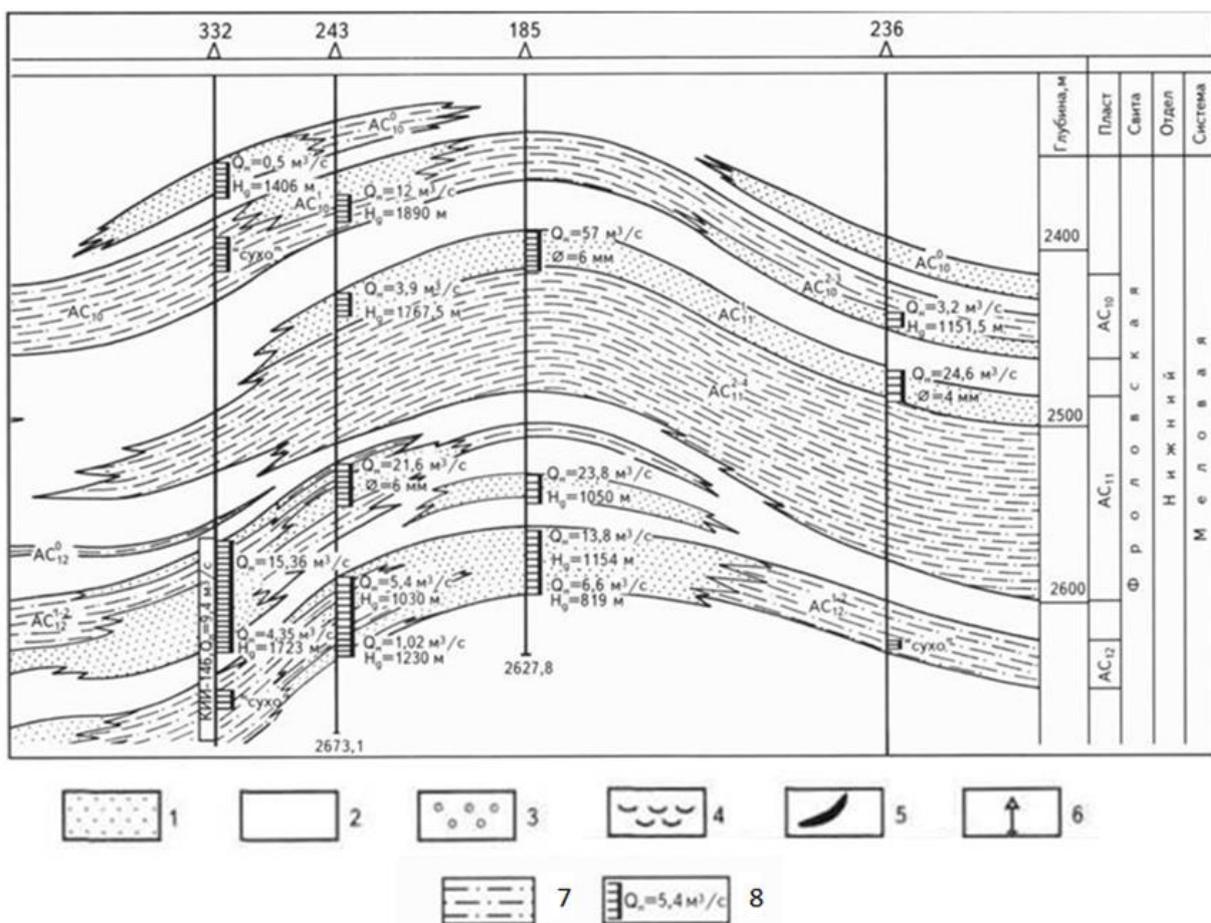


Рис.6. Расположение Приобского месторождения

Месторождение расположено по берегам реки Обь, которая делит его на две части — лево- и правобережное. Освоение левого берега началось в 1988 году, правого — в 1999 году. Начальные извлекаемые запасы нефти на месторождении составляют 1,7 млрд тонн. Из-за регулярного затопления в период паводков, а также сложного геологического строения, считается труднодоступным. [3]

Геологический разрез Приобского месторождения (рис.7.) сложен значительной (более 3000 м) толщиной осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивами пермотриасового возраста. Максимально вскрытый разрез отмечается в скв. 15 Ханты-Мансийской площади и составляет 3190 м.

Основная часть разведанных запасов (более 90%) сосредоточена в неокомских пластах группы АС. Всего выявлено 23 залежи в 12 пластах на глубинах 2220- 2940 м, связанные с неокомскими породами (от АС<sub>7</sub> до АС<sub>12</sub>). Небольшие залежи установлены и в средней юре (Ю<sub>2</sub>).



1 – песчаные отложения; 2 – глинистые отложения; 3 - битуминозные аргиллиты; 4 – кора выветривания; 5 - залежи нефти; 6 – скважины; 7 – песчано-глинистые отложения; 8 – интервал испытания

Рис.7. Геологический разрез Приобского месторождения

Таблица 4

**Краткая характеристика Приобского месторождения**

Залежи	Литологические (литологически экранированные) или структурно-литологические (пластово-сводовые литологические экранированные)
Коллекторы	Песчаники
Толщина продуктивных отложений	84,6-89,8 м.

Пористость	15-20%
Проницаемость	0,002 – 0,019 мкм <sup>2</sup>
Средняя нефтенасыщенная толщина	5,1-9,8 м.
Начальное пластовое давление	23,5 – 26,5 МПа
Начальная пластовая температура	83-96°С
Плотность нефти	800 – 868 кг/м <sup>3</sup>
Вязкость нефти	1,23 – 4,28 МПа*с
Содержание серы	0,17 – 1,51%
Содержание парафина	2,67-3,02%
Состав газа	CH <sub>4</sub> – 58,25-66,80%; C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> – 5,6-9,9%; C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> – 10,8-15,7%; C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> – 9,4-9,8%; C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> – 3,4-3,7%; C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> – 1,1-1,3%; N <sub>2</sub> – 0,8%; CO <sub>2</sub> – 1,15-1,30%.

Месторождение отличается низкими дебитами скважин. Основными проблемами разработки месторождения явились низкая продуктивность добывающих скважин, низкая естественная (без разрыва пластов нагнетаемой водой) приемистость нагнетательных скважин, а также плохое перераспределение давления по залежам при осуществлении поддержания пластового давления (вследствие слабой гидродинамической связи отдельных участков пластов). Промышленный интерес представляют пласты АС<sub>10</sub>, АС<sub>11</sub>, АС<sub>12</sub>. Дебиты составляют от 1,5 до 58 м<sup>3</sup>/сут. Нефти тяжелые, среднепарафинистые, смолистые, сернистые с незначительной вязкостью. Коллектора горизонтов АС<sub>10</sub> и АС<sub>11</sub> относятся к средне- и низкопродуктивным, а АС<sub>12</sub> - к аномально низкопродуктивным.

В отдельную проблему разработки месторождения следует выделить эксплуатацию пласта АС<sub>12</sub>. Из-за низких дебитов многие скважины этого

пласта должны быть остановлены, что может привести к консервации на неопределенный срок значительных запасов нефти. Одним из направлений решения этой проблемы по пласту АС<sub>12</sub> является осуществление мероприятий по интенсификации добычи нефти. [14]

#### 1.4. Лянторское месторождение

Лянторское — нефтегазоконденсатное месторождение в России, расположенное в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, вблизи города Лянтор, в 90 км. от г. Сургут, входит в состав Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области и относится к Западно-Сибирской провинции.



Рис.8. Расположение Лянторского месторождения

Лянторское месторождение было открыто в 1965 году Усть-Балыкской нефтеразведочной экспедицией под руководством И. Шаповалова, главный геолог — Н. Семенов. Промышленное освоение начато в 1978 году.

По строению месторождение относится к категории сложных, а по величине запасов – к уникальным. Полные запасы нефти Лянторского месторождения составляют 2 млрд. тонн, газа - 250 млрд. м<sup>3</sup>, а остаточные запасы нефти 380 млн. тонн.

Месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке меридионального направления, расположенной на северо-западном склоне Сургутского свода. Лянторская структура объединяет группу поднятий - собственно Лянторское, Январское, Востокинское, разделенных неширокими прогибами. Характерными для этих структур являются пологие углы падения крыльев, которые не превышают единиц градусов.

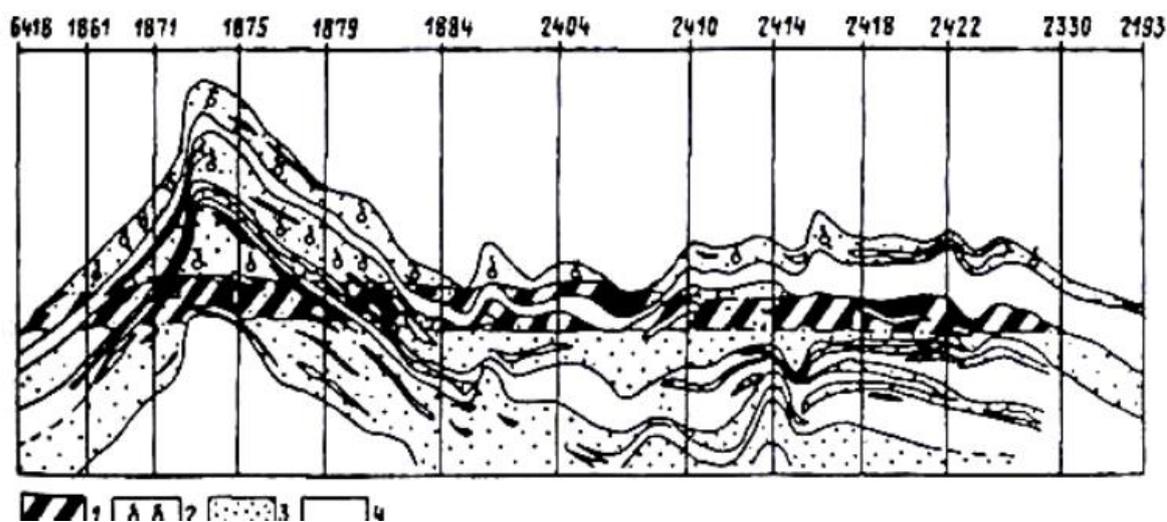


Рис.9. Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение. Геологический разрез пласта АС<sub>11</sub>: 1, 2, 3 - песчаники соответственно нефте-, газо-, водонасыщенные; 4 - глинистые пропластки

На месторождении выявлены 5 залежей в неокотских отложениях на глубине 2 км, где ВНК составляет -2052 м. Основные запасы нефти Лянторского месторождения (99,7%) приурочены к терригенным пластам АС<sub>9</sub> -АС<sub>11</sub>, выделенным в верхней части вартовской свиты готерив-барремского возраста. [14]

## Краткая характеристика Лянторского месторождения

Залежи	Пластовые сводовые
Коллекторы	Песчаники
Пористость	18-25%
Проницаемость	До 0,664 мкм <sup>2</sup>
Глубина верхней залежи	2042 м.
Глубина нижней залежи	2080 м.
Эффективная толщина	12-14 м.
Начальное пластовое давление	21 МПа
Начальная пластовая температура	162°С
Плотность нефти	834 – 930 кг/м <sup>3</sup>
Содержание серы	0,7-1,0%
Содержание парафина	2,15-2,95%
Состав газа	СН <sub>4</sub> – 82-91,98%; С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> +высшие – 7,2-16,4%; СО <sub>2</sub> – 0,32-0,79%.
Содержание стабильного конденсата	До 125 г/м <sup>3</sup>
Плотность конденсата	695-743 кг/м <sup>3</sup>

## 2 глава. Крупнейшие месторождения природного газа.

### 2.1. Уренгойское месторождение

Уренгойское месторождение природного газа - крупное газоконденсатнонефтяное месторождение, прочно занимающее третью позицию в мире по величине пластовых запасов. Уренгойское месторождение классифицируется как нефтегазоконденсатное, однако преобладают в нем залежи именно природного газа – около 10,9 трлн м<sup>3</sup>. Это большие цифры: по запасам Уренгойское уступает лишь таким месторождениям как Северный/Южный Парс (Катар/Иран) и Галкыныш (Туркмения). [5]

Месторождение было обнаружено в 1966 году на расстоянии 450 км к востоку от г. Салехард в Ямало-Ненецком автономном округе Российской Федерации и приурочено к группе локальных поднятий Уренгойской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Имя дано по названию близлежащего населённого пункта — посёлка Уренгой. Впоследствии вблизи месторождения вырос город газовиков Новый Уренгой. [15]

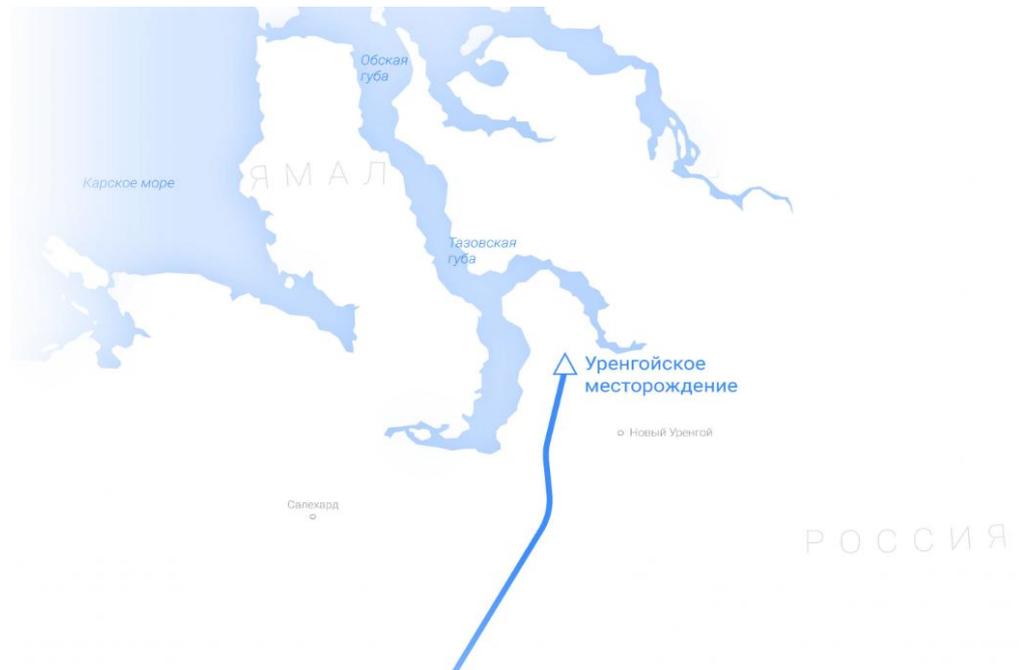


Рис.10. Расположение Уренгойского месторождения



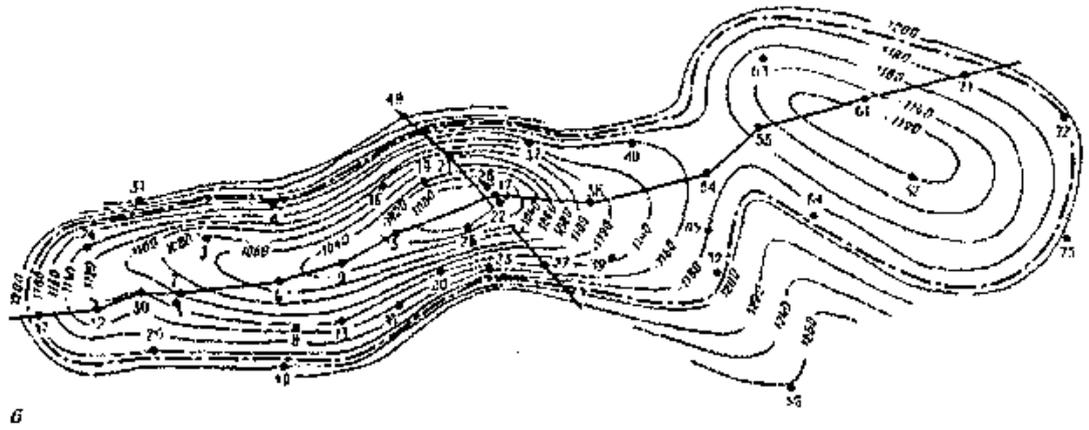


Рис.12. Структурная карта по кровле коллекторов сеноманского яруса Уренгойского месторождения

Таблица 6

**Краткая характеристика Уренгойского месторождения в верхнемеловых породах (сеноман, Уренгойская свита)**

Залежь	Массивная
Высота залежи	230 м.
Продуктивная толща	Песчаники с линзовидными прослоями алевролитов и глин
Пористость	25-30%
Проницаемость	До 1,75 мкм <sup>2</sup>
Начальное пластовое давление	12,1 МПа
Начальная пластовая температура	31-33°С
Состав газа	СН <sub>4</sub> – 98-99,6%; С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> +высшие – 0,1-0,3%; СО <sub>2</sub> – 0,5 – 1,2%; N <sub>2</sub> – 0,1-0,4%.

Газовая залежь отличается исключительно высокой продуктивностью. Дебиты газа составляли 1,4—7,9 млн. м<sup>3</sup>/сут.

В нижнемеловых породах выявлено более 25 залежей газового конденсата, в т.ч. 7 с нефтяными оторочками

## Краткая характеристика Уренгойского месторождения в нижнемеловых породах

Залежи	Пластовые, сводовые, часто литологически экранированные
Высота залежей	До 160 м.
Продуктивная толща	Чередование песчаников, алевролитов и аргиллитов с резкой литологической изменчивостью
Пористость	15-29%
Проницаемость	0,0083 - 0,045 мкм <sup>2</sup>
Эффективная толщина коллекторов	1,6 – 69,2 м.
Начальное пластовое давление	17,2-66,7 МПа
Начальная пластовая температура	51-90°С.
Плотность нефти	766-799 кг/м <sup>3</sup>
Содержание серы	До 0,06%
Содержание парафина	2,87%
Содержание смол	0,88%
Состав газа	СН <sub>4</sub> – 88,5%; С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> +высшие – 9,5%.
Плотность конденсата	727 – 771 кг/м <sup>3</sup>
Выход стабильного конденсата	56 – 130 г/м <sup>3</sup>

В настоящее время перспективным направлением развития Уренгойского месторождения является разработка труднодоступных ачимовских отложений. Залежи данного типа являются нефтегазоносными, они залегают на глубинах около 4000 м и имеют гораздо более сложное геологическое строение по сравнению с сеноманскими (находятся на глубине 1100–1700 м) и валанжинскими (1700–3200 м) залежами. Кроме того, ачимовские отложения залегают при аномально высоком пластовом давлении (более 600 атмосфер), температура газа — более 100 градусов по Цельсию, они осложнены тектоническими и литологическими экранами, характеризуются многофазным состоянием залежей, а также отягощены тяжелыми парафинами. Запасы ачимовских отложений по категории С1 на

месторождения составляют более 1 трлн куб. м газа и 400 млн тонн конденсата. Еще глубже под ачимовскими горизонтами лежат юрские залежи, до них более пяти километров. Их разработка — дело небыстрое и относится к перспективным направлениям работы предприятия. [11]

## 2.2. Ямбургское месторождение

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение — месторождение газа, газового конденсата и нефти, расположенное в заполярной части Западно-Сибирской низменности, на Тазовском полуострове в 60 км северо-западнее Уренгойского месторождения, на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).[17]



Рис.13. Расположение Ямбургского месторождения

Месторождение было открыто в 1969 году скважиной № 2 "Главтюменьгеологии". По первоначальным подсчетам Ямбургское имеет запасы примерно в 8.2 триллиона кубометров газа и относится к крупнейшим мировым месторождениям. По запасам свободного газа месторождение относится к уникальным. Согласно данным ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ» Ямбургское месторождение занимает третье место в мире по начальным извлекаемым запасам газа.[18]

Геологический разрез Ямбургского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами палеозойского фундамента. Разрез осадочного чехла в

контуре продуктивности неокомских шельфовых пластов вскрыт на максимальную глубину 4515 м (скв. 500).

В пределах месторождения выявлены 2 газовые, 18 газоконденсатных, 2 газоконденсатнефтяные и 2 нефтяные залежи пластово-сводового, массивного и литологически экранированного типов. Промышленная газоносность установлена в сеноманских и неокомских отложениях.[4]

Таблица 8

**Краткая характеристика Ямбургского месторождения**

Залежи	Основная газовая залежь – массивная, водоплавающая; Нефтяные залежи (БУ <sup>2</sup> 8 и БУ <sup>3</sup> 8) – пластовые сводовые литологически экранированные
Коллекторы	Песчаники и алевролиты
Пористость	16-27%
Проницаемость	0,68 мкм <sup>2</sup>
Начальное пластовое давление	8,5 – 33,1 МПа
Начальная пластовая температура	30 - 85°С
Плотность нефти	845 - 850кг/м <sup>3</sup>
Состав газа	СН <sub>4</sub> – 98,2% С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> +высшие –1,8%
Плотность конденсата	740 – 780 кг/м <sup>3</sup>
Выход стабильного конденсата	137,5 – 150 г/м <sup>3</sup>

**2.3. Бованевское месторождение**

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение - крупнейшее месторождение полуострова Ямал, находящееся в 40 километрах от побережья Карского моря, в нижнем течении рек Сё-Яха, Морды-Яха и Надуй-Яха, приурочено к локальной структуре, осложняющей Бованенковское куполовидное поднятие, расположенное в северной периклинальной части Нурминского мегавала.[19]

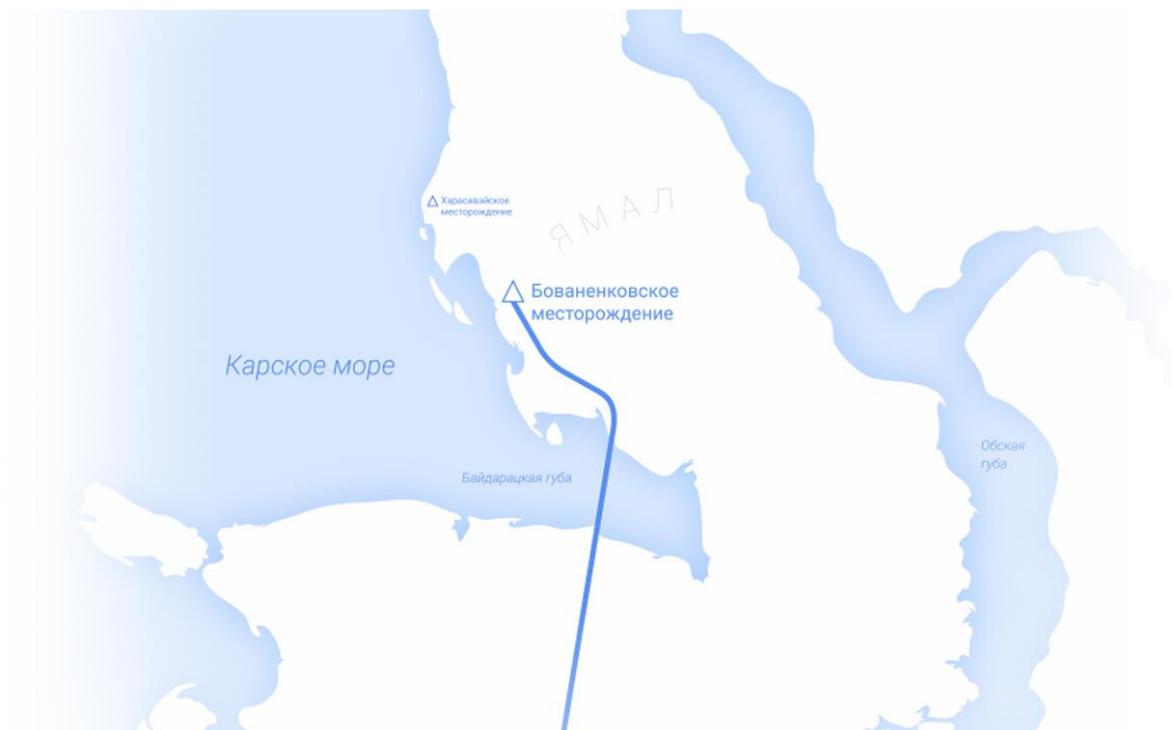


Рис.14. Расположение Бованенковского месторождения

Бованенковское месторождение по запасам газа также не уступает многим мировым. Объем запасов составляет 4,9 триллиона кубометров, что позволяет отнести месторождение к классу уникальных. 1971 год стал открытием этих запасов газа на полуострове Ямал. По тем или иным причинам добыча газа из этого месторождения постоянно переносилась с 2001 года. После начала постоянной добычи в 2012 году начало активно поставлять газ на экспорт.

На месторождении выявлено 22 залежи на глубине от 582 до 3075 м, в том числе 2 газовые в пластах покурской свиты апт-сеноманского возраста (ПК<sub>9</sub>, ПК<sub>10</sub>), 1 нефтегазоконденсатная (нефть в нефтяной оторочке) в танопчинской свите апт-неокомского возраста (ТП<sub>18</sub>) и 19 газоконденсатных в пластах покурской (ПК<sub>1</sub>), хантымансийской (ХМ<sub>1</sub>, ХМ<sub>2</sub>), танопчинской (от ТП<sub>1-6</sub> до ТП<sub>16-17</sub>) свитах, в пластах БЯ<sub>1,2-4,5</sub>, в средней и нижней юре. Наиболее продуктивными являются отложения верхнего и нижнего мела, средней и нижней юры.[14]

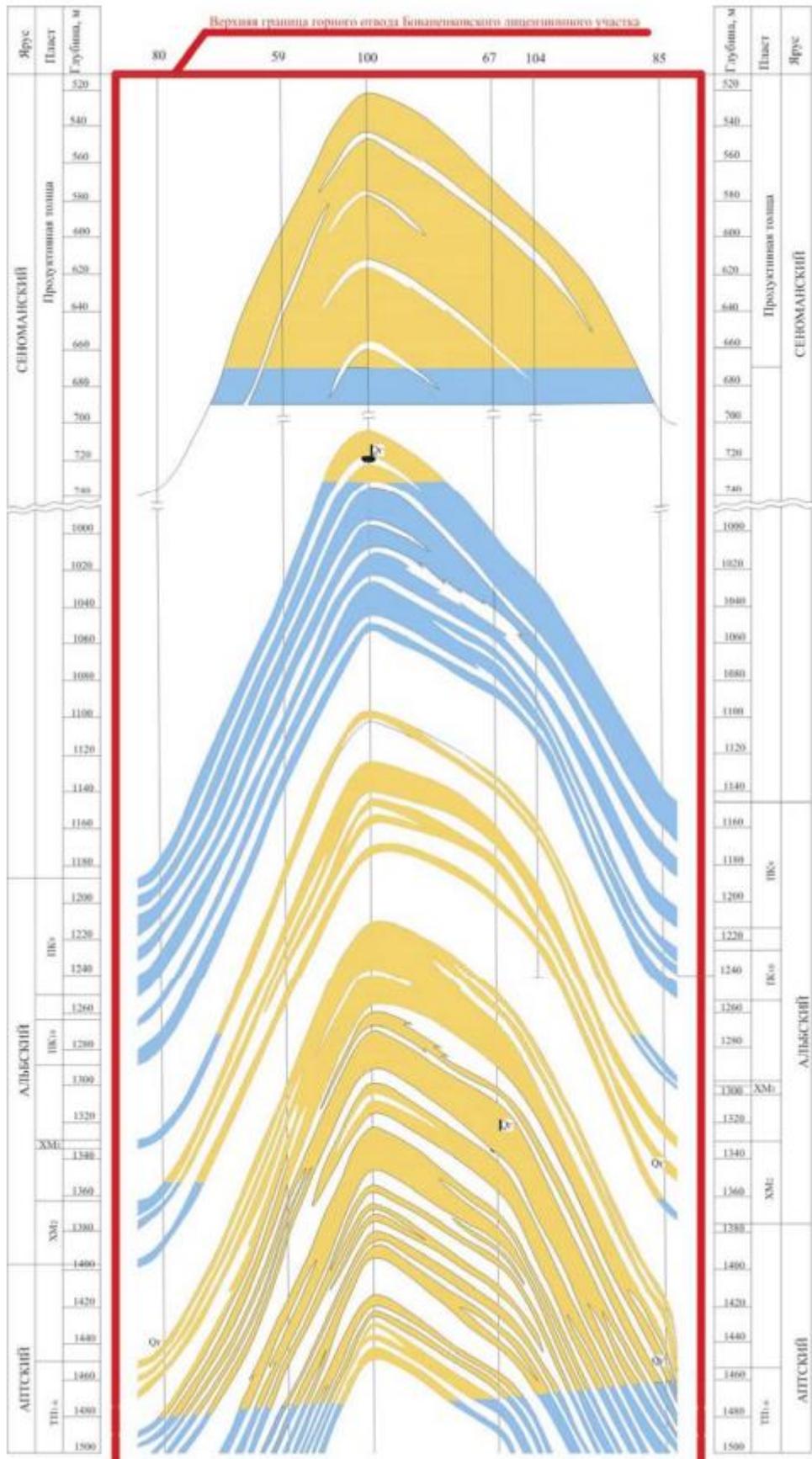


Рис.15. Разрез продуктивных отложений аптского, альбского и сеноманского ярусов Бованенковского месторождения

## Краткая характеристика Бованенковского месторождения

Залежи	Массивные, водоплавающие (сеноманский ярус); Пластовые сводовые (аптские, неокомские, средне- и нижнеюрские отложения).
Коллекторы	Песчаники и алевролиты
Пористость	До 25%
Проницаемость	0,0006 – 0,0008 мкм <sup>2</sup>
Начальное пластовое давление	6,9 - 21 МПа
Начальная пластовая температура	14-71°С
Плотность нефти	835 кг/м <sup>3</sup>
Состав газа	СН <sub>4</sub> – 99,18% С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> +высшие –0,82%
Плотность конденсата	740 – 807 кг/м <sup>3</sup>
Выход стабильного конденсата	0,16 – 230,8 г/м <sup>3</sup>

## 2.4. Штокмановское месторождение

Штокмановское газоконденсатное месторождение по праву входит в число самых богатых по запасам газа и газового конденсата. Объёмы газа и конденсата, находящихся там, исчисляются цифрами в 3,94 триллиона кубометров и 56 миллионов тонн соответственно. Месторождение было обнаружено компанией «Арктикморнефтегазразведка» при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ на шельфе в 1981 году в Баренцевом море, между Мурманском и Новой землёй (рис.16). Первая пробная добыча произведена в 1988 году. По величине геологических запасов газа Штокмановское месторождение классифицируется как уникальное.

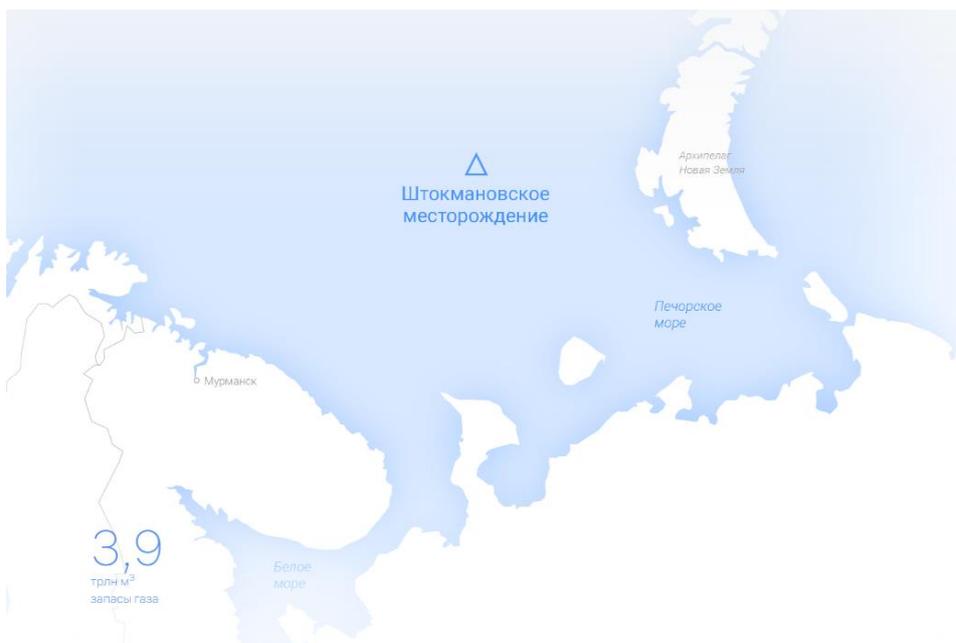


Рис. 16. Расположение Штокмановского месторождения

Основной газоносный комплекс — юрские и нижнемеловые отложения, представленные песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Глубина залегания продуктивных пластов в сводовой части структуры 600—2920 м. Всего в терригенных отложениях средней юры выявлено три газоконденсатных залежи. Четыре газовые залежи с незначительным содержанием конденсата открыты в верхне-среднеюрских отложениях и относятся к пластовым сводовым.[14]

Таблица 10

Объект рассмотрения	Характеристика
Залежи	Пластовые сводовые
Продуктивная толща	Кварцевые светло-серые песчаники, алевролиты и аргиллиты
Пористость	17 - 24%
Проницаемость	До 880 мД
Начальное пластовое давление	20 - 23,9 МПа
Начальная пластовая температура	48-60°С
Состав газа	CH <sub>4</sub> – 93-96% CO <sub>2</sub> – 0,27 – 0,53% N <sub>2</sub> – 1,52 – 2,3%

### **3 глава. Закономерности размещения углеводородных месторождений на территории и акваториях России**

Выявление закономерностей размещения залежей нефти и газа является важной задачей при изучении нефтегазоносных бассейнов. Её решение позволяет более точно осуществлять прогноз перспективности как отдельных стратиграфических комплексов, так и совокупных территорий и способствует повышению эффективности проведения нефтегазопроисловых работ.

Для прогнозирования и выделения перспективных объектов для постановки геологоразведочных работ на нефть и газ необходимо выяснить:

- в каких интервалах глубин (давлений и температур) могут находиться скопления нефти и газа – глубинная (вертикальная) зональность;
- в каких литолого-стратиграфических комплексах они встречаются – литолого-стратиграфическая зональность;
- с какими тектоническими элементами связаны скопления нефти и газа – геоструктурная зональность.

Глубинная зональность проявляется как в фазовом распределении УВ по разрезу литосферы, так и в размещении их запасов. Из фактических данных по распределению запасов нефти и газа уникальных и крупнейших месторождений мира в различных интервалах глубин, вытекает, что верхние части разреза (до глубины 1,2 - 1,5 км) содержат преимущественно скопления газа, на глубинах 1,5 - 3,5 км запасы газа сокращаются и увеличиваются запасы жидких углеводородов. Далее с ростом глубины (более 4-5 км) вновь происходит увеличение запасов газообразных углеводородов и уменьшение запасов нефти. Как правило, в нижней газовой зоне (на глубине более 4 - 5 км) наряду с газом встречается нефть,- растворенная в газе (газоконденсатные залежи).

Следует также отметить, что в результате разведки глубокозалегающих горизонтов доля выявленных запасов УВ на глубинах более 3000 м растёт.

Так, если на месторождениях, открытых до 1976 г., доля начальных извлекаемых запасов нефти составляла всего 7.4%, а свободного и растворенного газа – 21.1%, то к настоящему времени она увеличилась до 12.0 и 25.1% соответственно.[8]

Такая закономерность в размещении запасов нефти и газа по вертикали объясняется генерацией УВ различного фазового состояния на различных уровнях погружения нефтегазоматеринских толщ. Кроме того, в возникновении вертикальной зональности распределения жидких и газообразных УВ определяющую роль играют также повышенная миграционная способность газообразных УВ по сравнению с нефтью и процессы преобразования нефти в метан на больших глубинах под влиянием высоких температур.

Наряду с вертикальной зональностью в размещении скоплений нефти и газа наблюдается региональная (горизонтальная) зональность. Как показывают многочисленные исследования, региональное размещение ресурсов нефти и газа находится в тесной связи с геологической историей развития определенных типов геоструктурных элементов земной коры (платформы, геосинклинали и т.д.) и с особенностями строения и состава слагающих их осадочных отложений. В настоящее время общепринятой является теория осадочного происхождения нефти. Отсюда вытекает и важнейший вывод о закономерностях размещения нефтяных и газовых скоплений в земной коре. Около 99% месторождений нефти и газа приурочено к осадочным образованиям. В связи с этим замечено, что месторождения нефти и газа образуются только в осадочных бассейнах, имеющих мощность платформенного чехла не менее 1,5-2,0 км. Только такие бассейны имеют достаточный объем рассеянного вещества для преобразования их в жидкие и газообразные углеводороды в промышленных масштабах.[7]

Также можно отметить, что все известные местоскопления размещаются группами, зонами, ассоциациями, образуя различные категории

региональных скоплений нефти и газа. Зоны нефтегазонакопления в земной коре группируются в зоны, совокупность которых, в свою очередь, образует нефтегазоносные области, объединяемые в крупные нефтегазоносные провинции. В разрезе каждой нефтегазоносной провинции содержится один или несколько литолого-стратиграфических комплексов, характеризующихся региональной нефтегазоносностью и разделенных газонефтепроницаемыми толщами отложений – покрышек. Классификация нефтегазоносных территорий и нефтегазогеологическое районирование являются основой выявления закономерностей размещения скоплений нефти и газа в земной коре, познание которых необходимо для научно обоснованного прогнозирования нефтегазоносности недр и выбора наиболее эффективных направлений поисково-разведочных работ.

В России выявлено множество провинций, каждая из которых имеет свои особенности. Например, почти все нефтяные местоскопления Предкавказья сосредоточены в восточной части этого региона, а преимущественно газовые и газоконденсатные местоскопления - соответственно в Центральном и Западном Предкавказье. Региональная зональность в размещении скоплений нефти и газа наблюдается также в Западной Сибири. Здесь местоскопления нефти содержатся в основном в центральной части низменности, а газа - в пределах обрамления региона, главным образом северного.[10]

Таким образом, изучение факторов, определяющих зональность нефтегазонакопления и, генетически её обуславливающей, зональность нефтегазообразования, способствует не только расширению наших знаний по фундаментальным проблемам нефтегазовой геологии, но и повышению эффективности поисково-разведочных работ.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Фундаментальное значение для развития нефтяной и газовой отраслей промышленности любой страны имеет наличие достаточной минерально-сырьевой базы в виде текущих запасов газа и жидких углеводородов, перспективных и прогнозных (неоткрытых) ресурсов.

Россия по праву считается одним из лидеров по разработкам, добыче и поставкам газа на мировой рынок. Природа одарила Россию огромными запасами природного газа на Северном Кавказе, в Прикаспии, Приволжье, Западной Сибири. Разведанные объемы его исчисляются десятками триллионов, а прогнозные — сотнями триллионов кубометров (третья часть мировых запасов). Большое значение в экономической независимости государства играет нефть. На территории России насчитывается более десяти уникальных и крупных месторождений нефти, доходы от которых являются основной статьей бюджета российского государства. Их разработка позволила России занять лидирующие позиции в мире среди нефтедобывающих стран.

В условиях, когда нефть и газ играют выдающуюся роль в мировой экономике и политике, определяя энергетическую и экономическую стратегию многих стран, важно понимать географию и закономерности залегания углеводородов. Изучение закономерностей размещения скоплений углеводородов (УВ) позволяет выявить некоторые основные принципы этого размещения и обнаружить сходство условий нефтегазоносности территорий, разделенных огромными расстояниями. Так, было обнаружено, что общей особенностью размещения большинства уникальных месторождений нефти и газа на территории России является их приуроченность к осадочным бассейнам с наиболее высокой мощностью осадков, высокой проницаемостью, пористостью и мощностью коллекторов, преобладанием ловушек пластового сводового и массивного типов, а также горных пород с первично высоким содержанием органического вещества.

## Список использованной литературы

1. Судо, М. М. Нефть и углеводородные газы в современном мире / М. М. Судо, Р. М. Судо. - Изд. 2-е, испр. и доп. - Москва : URSS, 2008. - 254 с
2. Самотлорское месторождение: [Электронный ресурс]//Крупные нефтегазовые объекты России. URL: <https://petrodigest.ru/fields/samotlorskoe-mestorozhdenie/> (Дата обращения: 10.12.2022).
3. Приобское нефтяное месторождение: [Электронный ресурс]//Новостной портал о ТЭК России и мира Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142138-priobskoe-neftyanoe-mestorozhdenie/> (Дата обращения: 10.12.2022).
4. Ямбургское месторождение: [Электронный ресурс]// Большая российская энциклопедия. URL: <https://bigenc.ru/geology/text/4926515>(Дата обращения: 10.12.2022).
5. Уренгойское месторождение: [Электронный ресурс]//Крупные нефтегазовые объекты России. URL: <https://petrodigest.ru/fields/urengojskoe-mestorozhdenie> (Дата обращения: 10.12.2022).
6. Влияние геолого-геохимических условий формирования залежей на состав и свойства углеводородных флюидов (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения)/ Соболева Е.В., Большакова М.А., Корнева Т.Н. и др. //Георесурсы – 2019 - 21(2) - С. 190-202.
7. Губайдуллин, М.Г. Краткий курс геологии нефти и газа: учеб. пособие / М.Г. Губайдуллин; Сев. (Арктич.) федер. ун-т. – 2-е изд., доп. – Архангельск: ИПЦ САФУ, 2013. – 145 с.
8. Шевяков, В.А. Учебно-методическое пособие к курсовой работе «Закономерности размещения скоплений нефти и газа» по курсу «Фазовая зональность углеводородов и отдельный прогноз нефти и газа» / В.А. Шевяков – М.: РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, 2018. – 36 с.
9. Габриэлянц, Г. А. Геология нефтяных и газовых месторождений./Г.А. Габриэлянц. -Изд. 2-е, перераб. и доп. -М., «Недра», 1978, 328 с.
10. Хайретдинов, Р.Ш. Геология нефти и газа: Учебное пособие по дисциплине «Геология нефти и газа» для студентов, обучающихся по направлению подготовки дипломированных специалистов 130500.65 «Нефтегазовое дело». /Р.Ш. Хайретдинов– Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2009. – 108 с.

11. Ронжин, А. А. Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение / А. А. Ронжин, Л. В. Мильков. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2020. — № 17 (307). — С. 412-413.
12. Крейнин, Е. Ф. Нефтегазопромысловая геология : учеб. пособие / Е. Ф. Крейнин, Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2011. – 131 с.
13. Ромашкинское месторождение: [Электронный ресурс]//Новостной портал о ТЭК России и мира Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/522614-romashkinskoe-%20mestorozhdenie/>(Дата обращения: 10.12.2022).
14. Каламкаров, Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран. – М.: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2005. – 570 с.
15. Уренгойское месторождение [Электронный ресурс]// Нефтяники.РФ – отраслевой ресурс нефтегазовой отрасли.  
URL: [http://www.nftn.ru/oilfields/russian\\_oilfields/jamalo\\_neneckij\\_ao/urengojskoe/7-1-0-149](http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/jamalo_neneckij_ao/urengojskoe/7-1-0-149) (Дата обращения: 10.12.2022).
16. Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахаев В.С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование. - М.: ЗАО “Геоинформмарк”, 2000. — 364 с.
17. Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ЯНГКМ): [Электронный ресурс]//Новостной портал о ТЭК России и мира Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/142205-yamburgskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie-yangkm/> Дата обращения: 10.12.2022)
18. Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение [Электронный ресурс]// Нефтяники.РФ – отраслевой ресурс нефтегазовой отрасли.  
URL: [http://www.nftn.ru/oilfields/russian\\_oilfields/jamalo\\_neneckij\\_ao/jamburgskoe/7-1-0-150](http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/jamalo_neneckij_ao/jamburgskoe/7-1-0-150) (Дата обращения: 10.12.2022)
19. Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ): [Электронный ресурс]//Новостной портал о ТЭК России и мира Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141472-bovanenkovskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie-ngkm/> (Дата обращения: 10.12.2022).