

**Казанский Федеральный Университет.**

**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных  
материаловKazan Federal University.**

**Department of oil & gas technology and carbon materials**

**Исследование заполярного нефтегазоконденсатного месторождения**

**Study of the Zapolyarny field**

**Фазлыева Элина Маратовна, Fazlyeva Elina Maratovna <sup>1</sup>**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich <sup>2</sup>**

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных  
материалов<sup>1</sup>

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных  
материалов, Член Экспертного совета Российского газового общества (РГО),

и.о. руководителя группы «Водородная и альтернативная РГО, профессор РАЕ<sup>2</sup>

E-mail: elina\_fazlyeva@mail.ru, kemalov@mail.ru

### **Аннотация**

В качестве объекта исследования выбрано Заполярное нефтегазоконденсатное месторождение. По запасам газа относится к уникальным. В сравнении с другими крупными НГКМ отличается компактностью. Площадь Заполярного - 8745 га, длина 50 км, ширина 30 км. Лицензия на разработку месторождения принадлежит Газпром добыча Ямбург. Ежегодная добыча - около 105 млрд м<sup>3</sup>/год. Для сбора газа на УКПГ Заполярного месторождения, согласно проекту обустройства, была принята коллекторно-кустовая схема. Для обеспечения бесперебойной работы установок комплексной подготовки газа (УКПГ) необходима своевременная подача газа с кустов газовых скважин на установку, что осложнено образованием газовых гидратов в шлейфах газовых скважин. Для борьбы с отложением гидратов в условиях ЗГКМ используется раствор метанола подаваемый на устье скважин. В геологическом строении Заполярного месторождения принимают участие породы мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и палеозойского фундамента.

**Ключевые слова:** заполярное нефтегазоконденсатное месторождение, газоконденсатное месторождение, геологическая характеристика, газ, газопровод, метанол, точка росы, гидраты, апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс, неокомский гидрогеологический комплекс.

**Abstract** The Polar oil and gas condensate field was chosen as the object of research. In terms of gas reserves, it belongs to the unique ones. In comparison with other large NGCM, it is compact. The area of Zapolyarnoye is 8745 hectares, length 50 km, width 30 km. The license for the development of the field belongs to Gazprom Dobycha Yamburg. Annual production is about 105 billion m<sup>3</sup>/year. According to the development project, a collector-cluster scheme was adopted to collect gas at the Zapolyarnoye field gas storage facility. In order to ensure the smooth operation of integrated gas treatment plants, timely gas supply from the bushes of gas wells to the installation is necessary, which is complicated by the formation of gas hydrates in the plumes of gas wells. A methanol solution supplied to the wellhead is used to combat the deposition of hydrates in the conditions of ZGKM. Rocks of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover and Paleozoic basement take part in the geological structure of the Zapolyarny deposit.

**Keywords:** polar oil and gas condensate field, gas condensate field, geological characteristics, gas, gas pipeline, methanol, dew point, hydrates, apt-alb-cenomanian hydrogeological complex, neocomian hydrogeological complex

## 1 Общие сведения о месторождении

Заполярное месторождение находится в Южной части Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа в 220 км от Нового Уренгоя (Рисунок 1).



Рисунок 1. Расположение Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения [1]

В географическом отношении Заполярное месторождение находится на севере Западно-Сибирской равнины, в северо-западной части Пур-Тазовского междуречья. Сенюманская газовая залежь Заполярного НГКМ разрабатывается с 2001 г. На основании проектных решений на месторождении продолжается бурение эксплуатационных скважин на сенюманскую и валанжинские залежи. Результаты ГИС в новых скважинах позволяют вести уточнение структурной модели сенюманской залежи, модели эффективного объёма, параметров ФЕС коллекторов. Отбивки текущего ГВК сенюманской залежи в валанжинских скважинах по данным ГИС-бурение существенно дополняют информацию ГИС-К при прогнозе обводнения.

За период 01.07.2011 – 01.01.2012 получены дополнительные данные по отметкам кровли пласта ПК<sub>1</sub> в 18 новых скважинах сенюманского фонда (кусты

232, 233, 234, 331, 332, 334) и в вертикальных разрезах (от устья до уровня кровли пласта ПК<sub>1</sub>) валанжинских скважин 11201, 11301, 11402, 11504, всего – в 22 скважинах.

Анализ активно-дренируемых запасов газа, приходящихся на одну скважину, доказывает, что в целом по УКПГ значения близки между собой, что говорит об оптимальности схемы размещения скважин. По состоянию на 01.01.2012 величины дренируемых запасов на одну скважину так же близки между собой и можно сделать вывод о равномерном дренировании залежи.

Суммарный отбор газа за 2011 г. практически соответствует проектному (108,57 млрд. м<sup>3</sup>) и составляет 105,00 млрд. м<sup>3</sup>. Отбор газа по кварталам за 2011 г. составил: 1 квартал – 30,57 млрд. м<sup>3</sup> (105,41% от проекта); 2 квартал – 27,71 млрд. м<sup>3</sup> (106,28% от проекта); 3 квартал – 19,12 млрд. м<sup>3</sup> (78,98% от проекта); 4 квартал – 27,60 млрд. м<sup>3</sup> (94,23% от проекта). В целом по залежи накопленный отбор газа с начала разработки составляет 892,55 млрд. м<sup>3</sup> или 31,6% от начальных запасов газа.

За 2011 г. средний дебит скважин по газу составил 664 тыс. м<sup>3</sup>/сут, что выше проектной величины (655 тыс. м<sup>3</sup>/сут) на 1,40%. В 1 и 2 кварталах фактические среднесуточные дебиты по газу на 13,78% и 14,62% .

По состоянию на 01.01.2012 пластовое давление в эксплуатационном поле составляет 8,92 МПа, в том числе по УКПГ: УКПГ-1С – 8,84 МПа; УКПГ-2С – 8,75 МПа; УКПГ-3С – 8,81 МПа. В целом текущий характер распределения пластового давления по площади газоносности свидетельствует о хорошей газодинамической связи между центральными и периферийными зонами и подтверждает высокие фильтрационно-емкостные свойства продуктивных отложений. По состоянию на 01.01.2012 общий фонд сеноманских газовых скважин Заполярного НГКМ составил 527 единиц, в том числе 482 эксплуатационных, 37 наблюдательных и восемь поглощающих. Из 482 эксплуатационных скважин 476 сеноманских газовых скважин эксплуатационного фонда по состоянию на 01.01.2012 являлись действующими.

Анализируя техническое состояние эксплуатационных скважин, на ряде скважин отмечено наличие межколонных газопроявлений. Обследования межколонного пространства всего фонда скважин в 2011 г. проводились ежеквартально. Наиболее вероятными причинами появления межколонных газопроявлений, помимо недоподъема цемента за колоннами до устья скважины, являются негерметичность обсадных колонн и их резьбовых соединений в верхней части скважины (интервалах кондуктора) и в интервале искривления ствола скважины, негерметичность контакта между цементным камнем и породой, а также негерметичность устьевого оборудования. Кроме этого, негерметичность эксплуатационных пакеров типа ПССГ 219-21 (ВНПО «Союзтурбогаз»).

В связи с незначительным подъемом ГВК и наличием песчанно-жидкостных пробок, не снижающих дебит скважин, работы по изоляции пластовых вод и удалению ПГП в настоящее время можно не проводить. Однако из-за достаточно высоких отборов газа из центральной части залежи, сложенной высокопроницаемыми коллекторами с хорошими ФЕС, возможно подтягивание конуса пластовых вод к скважинам, расположенным в центральной части месторождения в ближайшем будущем, что повлечет за собой работы по гидрофобизации продукции этих скважин, либо по ликвидации обводнения скважин. Одновременно с поступлением воды к забоям высока вероятность увеличения скорости образования ПГП и увеличения их толщины, что приведет к снижению дебитов, соответственно потребуются проведение ремонтных работ по ограничению выноса песка (ликвидация ПГП, установление противопесочных фильтров, закрепление ПЗП), а при сохранении высоких скоростей движения газа в лифтовых колоннах, способных выносить мелкие частицы песка, возможен абразивный износ скважинного оборудования [2].

## **2 Геологическая характеристика месторождения**

Гидрогеологическое строение Заполярного месторождения, расположенного в северо-восточной части Западно-Сибирской артезианской области представлено в вертикальном разрезе двумя гидрогеологическими

этажами. Верхний гидрогеологический этаж включает отложения олигоцен-четвертичного возраста и представляет собой зону свободного водообмена с маломощными локальными водоупорами. Поземные воды верхнего гидрогеологического этажа слабоминерализованные и предназначены главным образом для водоснабжения. Нижний гидрогеологический этаж отделен от верхнего мощной турон-олигоценовой толщей. На территории Заполярного месторождения верхняя граница нижнего гидрогеологического этажа соответствует кровле апт-альб-сеноманской толщи. Нижний гидрогеологический этаж представляет собой зону затрудненного и весьма затрудненного водообмена, минерализация подземных вод изменяется с глубиной. Меловые и юрские углеводородные резервуары охарактеризованы проявлением аномально-высоких пластовых давлений, происхождение и развитие которых тесно связано с наличием водонапорных систем элизионного типа [3].

В работе Власенко С.С. и Сударикова С.М. [4] были рассмотрены водоносные комплексы Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения, стратиграфически соответствующие основным крупным нефтегазоносным комплексам Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Рассмотренные гидрогеохимические показатели дают возможность оценить тенденции в изменении гидрогеохимического облика пластовых вод продуктивных горизонтов как в пределах севера Западной Сибири, так и на всей территории Западно-Сибирской артезианской области и ее продолжения в геологических структурах южной части Карского моря.

Гидрогеологическая изученность определялась по отбору проб воды из 18 скважин, расположенных в различных частях территории месторождения и вскрывших следующие перспективные нефтегазоносные комплексы: нижне-среднеюрский, верхнеюрский, неокомский, сеноманский, туронский.

### **Нижне-среднеюрский НГК**

Комплекс представлен чередованием прослоев песчано-алевритовых пород и аргиллитов, а также частым тонким переслаиванием аргиллитов и

алевролитов. Толщина прослоев изменяется от долей см до 2 см. По газовому каротажу отложения характеризуются как продуктивные.

### **Верхнеюрский НГК**

Комплекс представлен в основном темно-серыми аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников светло-серых, мелкозернистых, плотных, с запахом УВ.

### **Неокомский НГК**

Неокомский нефтегазоносный комплекс содержит основную часть запасов нефти, является наиболее изученным. В связи с особенностями геологического строения подразделяется на два подкомплекса:

Верхний подкомплекс представлен песчано-алевролитовыми отложениями с включениями растительных остатков, обломками углей и интракластов глинистых пород и включает пластово-сводовые и структурно-литологические залежи в шельфовых пластах и пластах склоновой формации.

Нижний подкомплекс представлен отложениями алевролитисто-аргиллитовых отложений и линзовидных песчаных тел ачимовской толщи. Получены прямые признаки нефтегазоносности в виде пленок УВ.

Неокомский горизонт в пределах площади Заполярного месторождения содержит 7 пластов:

1) Пласт  $K_{1mch}$ . – песчано-алевролитовые отложения малохетской свиты готериваптского возраста (верхне-неокомский подкомплекс).

2) Пласт  $K_{1v_5}$  – пласт валанжинского возраста, представленный переслаиванием песчаников мелко- и среднезернистых, плотных и алевролитов крупнозернистых, аркозовых с включениями растительного детрита (верхне-неокомский подкомплекс).

3) Пласт  $K_{1v_4}$  – пласт валанжинского возраста, представленный переслаиванием песчаников мелко- и среднезернистых, цеолитизированных и алевролитов крупнозернистых, аркозовых, реже полимиктовых (верхне-неокомский подкомплекс).

4) Пласт  $K_1V_3$  – пласт валанжинского возраста, представленный песчаниками глинисто-алевритовыми, мелко- и среднезернистыми, крепкими с глинисто-известковистым цементом (верхне-неокомский подкомплекс).

5) Пласт  $K_1V_2$  – пласт валанжинского возраста, представленный переслаиванием песчаников алевритовых, слабо известковистых, алевролитов слюдистых и аргиллитов алевритовых, плотных (верхне-неокомский подкомплекс).

6) Пласт  $K_1V_1$  – пласт валанжинского возраста, представленный переслаиванием песчаников мелкозернистых, алевролитов мелко- и среднезернистых и аргиллитов алевритистых, плотных, крепких (верхне-неокомский подкомплекс).

7) Пласт  $K_1ach.$  – отложения ачимовской толщи, представленные среднезернистыми полимиктовыми песчаниками с карбонатно-глинистым цементом, образовавшиеся в результате регрессивного накопления.

### **Сеноманский НГК**

Комплекс представлен в основном рыхлыми песками и слабосцементированными песчано-алевритовыми отложениями с многочисленными прослоями глин, накопление которых происходило в континентальных аллювиальных, пойменных и озерно-болотных условиях.

### **Туронский НГК**

Представлен глинистыми отложениями морского и прибрежно-морского генезиса. Это пласт переслаивания глауконитовых глин газсалинской пачки с алевритистыми и слабобитуминозными глинами с редкими прослоями песков и алевролитов.

Результаты гидрогеохимических исследований представлены в таблице гидрогеохимической характеристики водоносных комплексов Заполярного месторождения (Таблица 1) и на диаграмме Пайпера, отображающей химический состав подземных вод водоносных комплексов Заполярного месторождения (Рисунок 2).



Таблица 1. Гидрогеохимическая характеристика водоносных комплексов нефтегазоконденсатного месторождения «Заполярье» [4]

Показатели	Ед. измерения	Водоносные комплексы				
		Туроп-олигоценый	Апт-альб-севоманский	Неокомский	Верхнеюрский	Нижне-среднеюрский
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	24,0	201,3 – 268,0 (234,6)	16,0 – 1244,0 (594,8)	146,0	61,0
CO <sub>3</sub> <sup>-</sup>		84,0	н/об	12,0 – 108,0 (11,1)	-	-
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		н/об	5,0 – 52,0 (28,5)	1,6 – 683,0 (71,5)	3,0	-
Cl <sup>-</sup>		4397,0	7092,0 – 10283,4 (8687,7)	186,0 – 5502,9 (1151,7)	6,0	20,0
Br <sup>-</sup>		5,9	27,0	0,5 – 11,8 (4,7)	-	-
Г		4,2	12,7 – 15,4 (14,1)	0,4 – 10,4 (2,5)	-	-
Na <sup>+</sup>		2730,0	4300,0 – 6373,8 (5336,9)	281,0 – 3195,4 (866,2)	25,0	10,0
K <sup>+</sup>				0,8 – 1 (0,9)	1,0 – 35,0 (7,8)	6,0
Ca <sup>2+</sup>		160	216,0 – 240,0 (228,0)	2,0 – 419,0 (115,4)	24,0	14,0
Mg <sup>2+</sup>		6	66,8 – 68,0 (67,4)	1,0 – 12,9 (5,2)	6,0	7,0
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>		18,00	15,0 – 20,0 (17,5)	0,2 – 16,5 (3,1)	13,6	0,3
B <sup>-</sup>		3,9	6,2	2,1 – 19,8 (8,8)	2,3	0,8
Общая минерализация		г/дм <sup>3</sup>	7,4	12,1 – 17,1 (14,6)	0,9 – 9,2 (2,8)	0,2
Нафтенные кислоты	-	0,7	0,7	0,1 – 0,8 (0,5)	1,4	0,2
Газосодержание	л/л	1,3	0,3	1,88	2,1	0
гNa/гCl	-	0,96	0,94 – 0,96 (0,95)	0,81 – 503,77 (31,31)	6,41	0,77
Cl/Br	-	-	262,27	4,90 – 528,30 (194,71)	-	-
Ca/Cl	-	0,04	0,02 – 0,03 (0,03)	0,01 – 0,22 (0,09)	4,00	0,70
B/Br	-	-	0,2	0,22 – 21,15 (3,46)	-	-
Тип вод по В.А. Сулину	-	Хлоридно-кальциевый		Хлоридно-кальциевый в 2 верхних пластах и сульфатно-натриевый – в остальных	Гидрокарбонатно-натриевый	Хлоридно-кальциевый

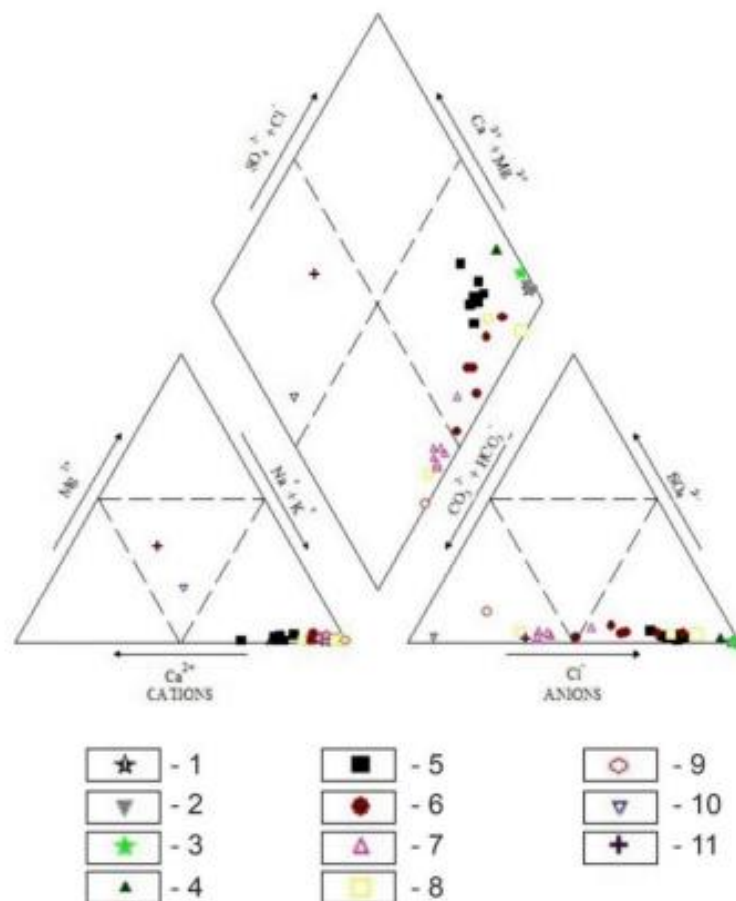


Рисунок 2. Диаграмма Пайпера по составу подземных вод нефтегазоконденсатного месторождения «Заполярье»

Водоносные комплексы: 1 – турон-олигоценый  $K_{2t}$ , 2 – апт-альб-сеноманский  $K_{2s}$ ; неокомский водоносный комплекс: 3 – водоносный горизонт  $K_{1tch}$  (малохетский), 4 – водоносный горизонт  $K_{1br}$ , 5- водоносный горизонт  $K_{1v4}$ , 6 – водоносный горизонт  $K_{1v3}$ , 7 – водоносный горизонт  $K_{1v2}$ , 8 – водоносный горизонт  $K_{1v1}$ , 9 – водоносный горизонт  $K_{1ach}$  (ачимовский); 10 – верхнеюрский  $J_{3t}$ , 11 – ниже-среднеюрский  $J_{1-2}$  [4]

В пределах исследуемых водоносных комплексов преобладающим генетическим типом по классификации В.А. Сулина является хлоридно-кальциевый тип. Наиболее минерализованные воды приурочены к апт-альб-сеноманскому водоносному комплексу, наименее минерализованные – к ниже-среднеюрскому и верхнеюрскому. Возможно, данные результаты могут быть связаны с достаточным количеством фактического материала по меловым комплексам и недостатком проб по юрским. Также воды неокомского и

верхнеюрского водоносных комплексов характеризуются повышенным газосодержанием – от 1,8 л/л и более.

В рамках исследования перспективности юрских, неокомских и апт-альбсеноманских отложений по гидрогеохимическим показателям нефтегазоносности в работе [4] удалось выявить некоторые закономерности химического состава подземных вод Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения по гидрогеохимическим показателям нефтегазоносности. Наиболее высокой степенью катагенеза обладают скопления нефти, сформировавшиеся в результате процессов внутрирезервуарной миграции в среднеюрское – раннемеловое время. Образование первичных скоплений нефти, вероятнее всего, происходило на рубеже поздней юры и раннего мела. Формирование более молодых газоконденсатных залежей происходило в уже сформированных нефтяных ловушках с середины валанжинской по сеноманскую эпоху.

Помимо тектонических процессов, послуживших образованию трещиноватых зон, по которым происходила миграция подземных вод, обогащенных углекислотой и другими компонентами. Скорость перехода нефтяных залежей в газоконденсатные определялась величиной газонасыщенности подземных вод продуктивных комплексов, а также скоростью роста структурных ловушек. Власенковым С.С. и Судариковым С.М. был проанализирован состав нефтей апт-альб-сеноманского и неокомского горизонтов. Нефти преимущественно легкие, малосмолистые, с высоким содержанием растворенного газа, полученного при одноступенчатом и дифференциальном разгазировании нефти (содержание – метан (от 79,3 % в сеноманском НГК до 85,8 % в ачимовской толще (нижний подкомплекс неокомского НГК)). Результаты исследования поверхностных проб нефтей сеноманского и неокомского горизонтов показали, что содержание серы увеличивается с глубиной. Также с увеличением глубины увеличивается содержание аниона  $SO_4^{2-}$ . Одним из наиболее верных признаков принадлежности вод к газонефтеносным горизонтам – наличие в них нафтеновых кислот и

тяжелых углеводородных газов. В подземных водах рассмотренных водоносных комплексов также есть тенденция к увеличению содержания этих компонентов (Рисунок 3).

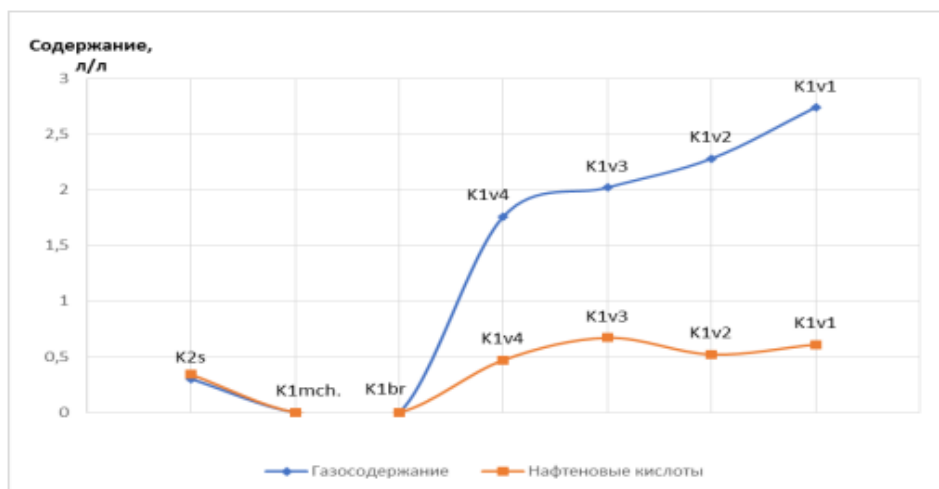


Рисунок 3. Динамика изменения содержания газов и нафтенных кислот в подземных водах от апт-альбсеноманского водоносного комплекса к неокомскому [4]

*K<sub>2s</sub> – апт-альб-сеноманский водоносный комплекс; неокомский водоносный комплекс: K<sub>1mch</sub> – водоносный горизонт (малохетский), K<sub>1v4</sub>, K<sub>1v3</sub>, K<sub>1v2</sub>, K<sub>1v1</sub> – водоносные горизонты верхнего подкомплекса, 9 – водоносный горизонт K<sub>1ach</sub> (ачимовский) нижнего подкомплекса*

### 3 Гидратообразования в условиях заполярного нефтегазоконденсатного месторождения

Одной из важнейших проблем при эксплуатации газопроводов Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения является образование газогидратов. Отлагаясь на внутренних стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность и могут привести к аварийной остановке эксплуатации газопровода. Гидраты углеводородных газов являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и представляют собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед. Основными факторами, определяющими условия образования гидратов, являются состав газа, его давление, температура, полное насыщение газа парами воды [5].

Наиболее часто закупорки газопровода в условиях Заполярного месторождения происходят в зимний период в связи со значительным охлаждением движущегося в трубопроводе газового потока. Образование гидратов может иметь место на всех газопроводах, за исключением транспортирующих газ с точкой росы паров воды ниже минимальной рабочей температуры.

К технологическим факторам, влияющим на образование гидратов, относят:

- а) недостаточно тщательные продувки газопровода перед пуском;
- б) отсутствие конденсатосборников и продувочных патрубков в пониженных местах газопровода или нерегулярное удаление из них скапливающейся жидкости;
- в) недостаточную очистку газа до подачи его в магистральный газопровод.

Эксплуатация промышленных газосборных сетей и магистральных газопроводов производится, как правило, в условиях турбулентного режима, с переносом конденсируемой из газа воды в виде пленочной или мелкодисперсной капельной жидкости с возможностью ее выпадения из газового потока и перехода в гидраты. Для правильного определения места образования гидратов и скорости накопления их в газопроводе необходимо иметь данные по составу газа, его плотности, изменению давления и температуры, а также влажности. При нахождении точки росы выше равновесной кривой гидратообразования гидраты образуются в точке пересечения линии изменения температуры в газопроводе с кривой равновесной температуры гидратообразования. Если точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования, но выше минимума температурной кривой в газопроводе, гидраты образуются в точке росы. В условиях, когда точка росы лежит ниже равновесной кривой гидратообразования и ниже кривой изменения температуры в газопроводе, гидратообразование невозможно [6]. При возникновении условий гидратообразования гидратная пробка быстро нарастает на данном участке газопровода по мере поступления воды и гидратообразователя.

Условия образования и разложения гидратов природных газов неидентичны. Давление начала разложения гидратов значительно ниже давления начала образования гидратов при одной и той же температуре. Снижение равновесного давления разложения ниже давления образования гидратов происходит в результате снижения давления паров воды над образующимися гидратами [6].

Способы предупреждения образования гидратов заключаются в поддержании температуры потока газа выше температуры гидратообразования с помощью подогревателей, теплоизоляции трубопроводов и подбора режима эксплуатации, обеспечивающего максимальную температуру газового потока, а также понижение температуры точки росы газа [7]. Для понижения точки росы газа нейтрализацией выпадающей воды в поток газа вводят ингибиторы (метанол и этиленгликоль), эффективность применения которых зависит от условий гидратообразования. Ингибиторы, введенные в поток природного газа, частично поглощают водяные пары и переводят их в раствор, не образующий гидратов или же образующий их при более низких температурах.

В связи с вышеизложенным применяются способы борьбы с гидратообразованием:

1. Закачка в газопроводы ингибиторов. В качестве ингибиторов могут применяться метанол, раствор диэтиленгликоля, триэтиленгликоля и раствор хлористого кальция. Широкое применение для борьбы и ликвидации уже образовавшихся гидратных пробок получил метанол.

2. Снижение давления при образовании гидратной пробки, приводящее к разложению гидрата. Снижение давления дает положительный эффект при ликвидации гидратной пробки, образовавшейся при положительных температурах. При отрицательных температурах этот метод не дает результата.

3. Подогрев газа и локальный подогрев мест отложения гидратов и образования гидратных пробок.

Существующие методики предупреждения гидратообразования в системах сбора, промысловой подготовки и транспорта газа, как правило, не учитывают

совместное проявление таких процессов, как течение газа в трубопроводе при наличии фазовых переходов, отложение твердой фазы на стенки трубопровода, теплообмен трубопровода с окружающей средой. Поэтому в целях минимизации себестоимости добычи и транспорта газа актуальной задачей является совершенствование существующих и разработка новых методик предупреждения гидратообразования, учитывающих комплексное влияние всех процессов, протекающих при эксплуатации газопроводов.

Так как эксплуатация Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения производится в условиях Крайнего Севера, что способствует образованию гидратов, способных вызвать осложнения и проблемы в технологических процессах систем сбора и подготовки природного газа, для предупреждения гидратообразования применяется термодинамический ингибитор гидратообразования – метанол. Метанол является наиболее выгодным ингибитором как с количественной, так и с экономической стороны в сравнении с тем же хлоридом кальция. Несмотря на высокую токсичность и пожароопасность метанола, его использование рекомендовано на большинстве месторождений Крайнего Севера, так как при вводе и распределении его в требуемые участки технологической цепочки наблюдаются высокая технологичность, наивысшая антигидратная активность, очень низкая температура замерзания, смешиваемость со слабоминерализованной пластовой водой без выпадения твердого осадка, сравнительно низкая растворимость метанола в нестабильном конденсате, который является некоррозионным, как и его водные растворы, имеет достаточно простые схемы регенерации отработанных растворов [5].

#### 4 Тепловой расчет шлейфов УКПГ заполярного месторождения

При транспортировке газа по шлейфам коллекторам, имеется возможность гидратообразования за счет эффекта Джоуля – Томсона, и теплообмена газа с окружающей средой. Гидраты образуются путём внедрения в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул H<sub>2</sub>O, молекул газа [8]. Проблема особенно актуальна в зимний период. Гидраты уменьшают проходное сечение трубы, как частично, так и до полной закупорки. Чтобы предотвратить проблему, необходимо использовать ингибитор гидратообразования, но перед этим необходимо провести тепловой расчет шлейфов, с целью оценки распределения температуры по длине шлейфов, и определить возможное место образование гидратов.

В ходе работы Щербанёва В.В. [9] был произведен гидравлический и тепловой расчет шлейфов. УКПГ Заполярного месторождения. На процесс образования гидратов влияют следующие факторы: компонентный состав газа, температура окружающей среды, влагосодержание и давление. Для расчета были использованы следующие исходные данные [10]:

Таблица 2. Исходные данные

Расход газа в шлейфе, млн.м <sup>3</sup> /сут	3,09
Давление газа на устье скважины, МПа	6,09
Температура газа на устье скважины, К	285,8
Температура окружающей среды, К	238
Внутренний диаметр шлейфа, м	0,426
Наружный диаметр шлейфа, м	0,53
Длина шлейфа, км	11,37
Коэффициент теплопередачи от газа к окружающей среде, Вт/(м <sup>2</sup> ·°С)	1,75

Температура гидратообразования была найдена по уравнению Г.В. Пономарева:  $T_r = 18,471 \lg P - B + 18,65$ .

Состав пластовой продукции представлен в таблице 3:



Таблица 3 – Состав пластовой продукции [9]

Компоненты	Мольная доля, $y_i$ %	$P_{кр}$ , МПа	$T_{кр}$ , К	$\rho_{oi}$ , кг/м <sup>3</sup>	$C_{p0}$ , кДж/кг
CH <sub>4</sub>	98,33	4,88	191	0,717	2,22
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,11	5,07	305	1,344	1,73
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,02	4,42	370	1,967	1,57
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,0014	3,95	426	2,6	1,5
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,0006	3,5	470	3,22	1,45
N <sub>2</sub>	1,1	3,53	126	1,251	1,04
CO <sub>2</sub>	0,33	7,64	304	1,977	0,84

Результаты расчётов теплового расчёта представлены в таблице 4:

Таблица 4 – Результаты расчетов [9]

Расстояние от устья скважины, $X$ , км	Давление на участке газопровода, $P_x$ , МПа	Температура газа на участке газопровода, $T_x$ , К	Температура гидратообразования, $T_g$ , К
1	6,082	285,352	282,617
4	6,057	284,567	282,583
7	6,031	283,794	282,550
11,37	5,994	282,692	282,501

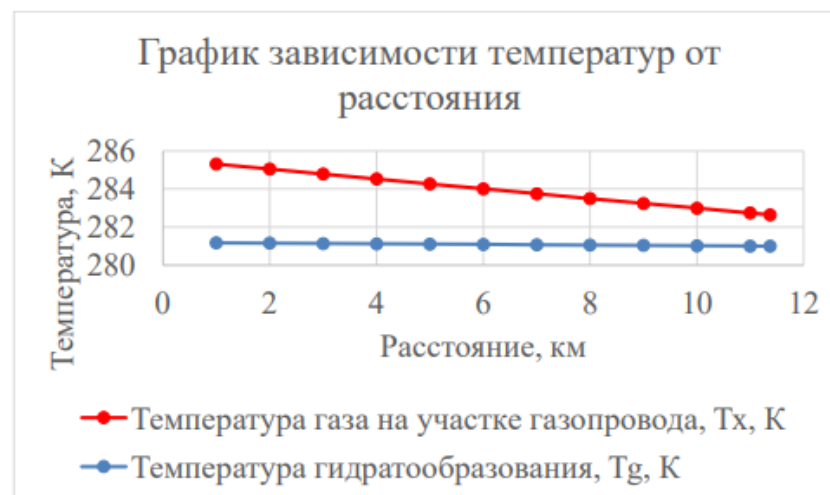


Рисунок 4 – График зависимости температуры газа и температуры гидратообразования от расстояния [9]

В результате работы Щербанёва В.В. [9] было отмечено, что в зимнее

время эксплуатации, при температуре окружающей среды  $-35^{\circ}\text{C}$  гидраты не образуются. При дальнейшем падении давления гидратообразование происходить не будет. При уменьшении расхода газа в шлейфе до  $Q = 2,891$ , как и при понижении температуры окружающей среды до  $-38,11^{\circ}\text{C}$ , начнётся гидратообразование в конце участка, и необходимо использование ингибитора.

## **5 Гидрогеологические условия заполярного нефтегазоконденсатного месторождения**

В статье Бешенцева В.А., Абдрашитовой Р.Н. и Лазутина Н.К. [11] были рассмотрены апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс, в состав которого входит поглощающий сеноманский водоносный горизонт, и подстилающий его неокомский гидрогеологический комплекс.

Заполярное месторождение относится к нефтегазоконденсатным и входит в состав северной группы месторождений, выделяемой Ф. З. Хафизовым (1991), по признакам наибольшего геологического, геотермического и климатического сходства. Месторождение относится к Тазовскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Разрез отложений на Заполярном месторождении представлен породами мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и палеозойского фундамента.

В тектоническом отношении объект исследований находится в пределах Надым-Тазовской синеклизы, положительным структурным элементом первого порядка которой является Хадырьяхинская моноклираль. Последняя осложнена структурами второго порядка: Западно-Заполярным и Ярояхинским валами, Заполярным и Тазовским куполовидными поднятиями и разделяющими их Приполярным прогибом и Ярояхинской котловиной. На основе точечных замеров температур, изученных в опробованных объектах до глубины 3 000 м, вычислено значение теплового потока равное  $50,7 \text{ мВт/м}^2$  [12].

В гидрогеологическом отношении месторождение приурочено к северной части Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), имеющего сложное строение

и включающего три гидрогеологических бассейна: кайнозойский, мезозойский и палеозойский [13]. Приуроченность исследуемой территории к зоне преимущественно сплошного распространения многолетнемерзлых пород как в плане, так и в разрезе имеет определяющее значение для характера распространения пресных подземных вод, их режима, динамики и химического состава. Результаты исследований, описанные в данной статье, касаются более глубоких вод, условия формирования и существования которых во многом определяют условия нефтегазообразования. Поэтому в статье [11] рассматривались подземные воды мезозойского бассейна, в частности апт-альб-сеноманский и неокомский гидрогеологические комплексы.

Значительная часть коллекторов апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса относится к высокопроницаемой, преимущественно песчаной толще сеномана. Литологически комплекс представлен в основном песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Гидрогеохимическая характеристика приводится по данным, полученным при проведении работ по гидрогеологическому обоснованию подземного захоронения промстоков на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении [12].

На Заполярном месторождении минерализация пластовых сеноманских вод варьирует от 16,9 до 17,1 г/л. Подземные воды относятся к гидрокарбонатно-хлоридным натриевым. Тип вод по В. А. Сулину — хлоркальциевый, реже гидрокарбонатно-натриевый, сульфаты почти отсутствуют. Общая минерализация составляет 16-18 г/л, содержание хлора незначительно преобладает над щелочными металлами. В водах содержатся следующие микрокомпоненты (мг/л): йод — 15-18; бром — 45-50; бор — 8-10; аммоний — 15-25. Следует отметить, что указанные концентрации редких элементов в водах ниже, чем представляющие интерес для промышленных вод. Водорастворенный газ почти чисто метановый, его содержание составляет 96-98 % [12]. При опробовании в разведочных скважинах водоносных пластов аптского и сеноманского возрастов дебиты воды достигали 565 м<sup>3</sup>/сут, при динамических уровнях — до 680 м<sup>3</sup>/сут

[12]. Водообильность апт-альб-сеноманского и неокомского комплексов приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Водообильность апт-альб-сеноманского и неокомского гидрогеологических комплексов Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения [12]

Номер скв.	Интервал опробования	Пласт, свита	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	H <sub>д</sub> , м	Газосодержание, л/л
28	1 306–1 319	Газалинская	1,2	895	1,3
13	1 334–1 352	ПК <sub>1-4</sub>	0,585	27,65	0,6
18	1 435–1 442	ПК <sub>1-4</sub>	0,023	–	0,25
	1 375–1 442	ПК <sub>1-4</sub>	0,029	53,5	0,25
33	1 345–1 416	ПК <sub>1-4</sub>	Неперелив. приток	–	–
38	2 035–2 048	Малохетская		680,5	–

В апт-альб-сеноманском комплексе пластовые давления близки к условным гидростатическим. На рисунке 5 изображена схематическая карта начальных пластовых давлений, приведенных к плоскости сравнения — 1 000 м в аптсеноманском комплексе на севере Западной Сибири. Неокомский гидрогеологический комплекс, к которому относятся продуктивные пласты БТ<sub>2-4</sub>—БТ<sub>11</sub>, характеризуется меньшей водообильностью и значительно более низкой минерализацией, диапазон изменения которой составляет 1,2–7,2 г/л. Таким образом, наблюдалась инверсионная гидрогеохимическая зональность от апт-альб-сеноманского комплекса до неокомского. Дебиты скважин, оборудованных на неокомский комплекс, изменяются от 1 до 166 м<sup>3</sup>/сут при динамических уровнях 128–1 797 м [12]. По составу пластовые воды этой части разреза относятся преимущественно к гидрокарбонатно-натриевому типу по В. А. Сулину. Ионно-солевой состав вод — хлоридный натриевый. Содержание сульфат- и карбонат-ионов незначительное, нитрат-ионы отсутствуют. Газонасыщенность вод неокомских отложений чаще варьирует в пределах 2 000–3 000 см<sup>3</sup>/л. В составе водорастворенного газа на долю метана приходится 80–92 %. Сумма тяжелых углеводородов 5–12 %, азота 0,02–0,15 %, двуокиси углерода 0,02–1,6 % [12].

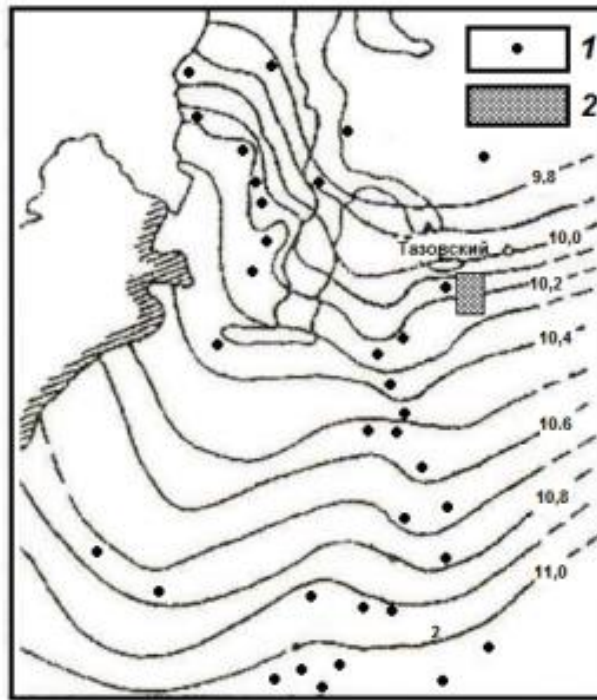


Рисунок 5 - Схематическая карта начальных пластовых давлений, приведенных к плоскости сравнения — 1 000 м в аптсеноманском комплексе на севере Западной Сибири [14]: 1 — опробованные скважины; 2 — Заполярное месторождение

Гидрогеохимическая инверсия на Заполярном месторождении выражается в смене типа воды от хлоркальциевого до гидрокарбонатно-натриевого и уменьшении минерализации пластовых вод от 18–16 до 2–7 г/л [12]. Присутствие гидрокарбонатно-натриевого типа вод в глубоких частях разреза имеет несколько объяснений:

- поступление элизионных вод, образующихся при отжати глинистых пород в процессе увеличения геостатической нагрузки. Элизионные воды имеют низкую минерализацию и, соответственно, понижают минерализацию пластовых вод;
- влияние органических вод, выделившихся из рассеянного органического вещества при образовании углеводородов;
- поступление высокотемпературных низкоминерализованных глубинных флюидов по зонам субвертикальной деструкции.

Гидрогеологические условия апт-альб-сеноманского и неокомского гидрогеологических комплексов представляют интерес как с точки зрения решения практических производственных задач (утилизации сточных вод, мониторинга состояния недр), так и с точки зрения решения проблемы формирования вод глубоких нефтегазоносных горизонтов. Гидрогеохимическая инверсия — смена типа воды от хлоркальциевого до гидрокарбонатно-натриевого и уменьшение минерализации пластовых вод от 18–16 до 2–7 г/л — может быть связана с разбавлением пластовых седиментогенных вод элизионными водами, поступлением органических вод и глубинных высокотемпературных флюидов. Гидрогеохимические и гидрогеодинамические условия Заполярного месторождения во многом определены его расположением в пределах Омско-Гыданской структурной зоны [11].

## **6 Заключение (Conclusions)**

Освоение Заполярного месторождения сопровождается применением прогрессивных технических и технологических решений, адаптированных к реализации в тяжелых природно-климатических условиях. Внедрение принципиально новых методов вскрытия продуктивных пластов, современных автоматизированных методов контроля за разработкой месторождения, позволяют сократить потери природного газа и газового конденсата и увеличить объёмы добычи углеводородов.

Были рассмотрены водоносные комплексы Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения, стратиграфически соответствующие основным крупным нефтегазоносным комплексам Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Рассмотренные гидрогеохимические показатели дают возможность оценить тенденции в изменении гидрогеохимического облика пластовых вод продуктивных горизонтов как в пределах севера Западной Сибири, так и на всей территории Западно-Сибирской артезианской области и ее продолжения в геологических структурах южной части Карского моря. Также

было изучено проведение гидравлического и теплового расчетов шлейфов УКПГ Заполярного месторождения.

Были рассмотрены гидрогеологические условия мезозойского бассейна Заполярного нефтегазоносного месторождения, играющие значительную роль при формировании и сохранении скоплений нефти и газа. Давалось объяснение присутствию гидрокарбонатно-натриевого типа вод в неокомском гидрогеологическом комплексе. Показано, что месторождение относится к элизионной геодинамической водонапорной системе - Омско-Гыданской структурной зоне, в частности к северной ее части - Ямало-Гыданским линеаментам.

## Список литературы (Bibliography)

- [1] Шупиков А. А. Повышение эффективности добычи газа на Заполярном месторождении (ЯНАО) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. Т. 2.—Томск, 2020. – 2020. – Т. 2. – С. 636-637.
- [2] Онищенко А. А. Особенности эксплуатации газовых скважин Заполярного месторождения // Научный форум. Сибирь. – 2017. – Т. 3. – №. 1. – С. 25-25.
- [3] Novikov D.A. Dultsev F.F., Chernykh A.V. Abnormally high formation pressure in Jurassic cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia // IOP Conference: Earth and Environmental Science. 2018. Vol. 193 (2018) 012050. doi: 10.1088/1755-1315/193/1/012050
- [4] Власенко С. С., Судариков С. М. Особенности гидрогеохимии подземных вод пур-тазовской нефтегазоносной области на примере нефтегазоконденсатного месторождения «Заполярное» // Рельеф и четвертичные образования Арктики, Субарктики и Северо-Запада России. – 2021. – №. 8. – С. 44-51.
- [5] Возженников К. Ю. К вопросу гидратообразования в условиях Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – №. 1. – С. 129-131.
- [6] Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов. – М.: Недра, 1974. – С. 14–53.
- [7] Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа / Д.Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши, Ф.Х. Поеттманн, Дж.А. Вери, Дж. Еленбаас, Ч.Ф. Уайнауг. – М.: Недра, 1965. – 531 с.
- [8] Уразов Р.Р. Динамика накопления газогидратных отложений в действующих газопроводах // Проблемы и методы обеспечения надежности



- и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа: тез. докл. науч.-практ. конф. Уфа, 2005. С. 135-138.
- [9] Щербанёв В. В. Тепловой расчет шлейфов УКПГ Заполярного месторождения // Точная наука. – 2021. – №. 108. – С. 9-12.
- [10] Комплексный проект разработки Заполярного месторождения (сеноман и валанжин) с выделением технологической схемы разработки нефтяной оторочки. Рук. Г.А. Зотов. - Москва, ВНИИГаз. Е.М. Нанивский - Тюмень, ТюменНИИГипрогаз, 1990.
- [11] Бешенцев В. А., Абдрашитова Р. Н., Лазутин Н. К. Гидрогеологические условия Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – №. 5. – С. 6-10.
- [12] Ильченко В. П. Гидрогеологическое обоснование подземного захоронения промстоков на Заполярном газе нефтеконденсатном месторождении / Всероссийский научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий. – М., 1998. – 68 с.
- [13] Матусевич В. М. Западно-Сибирский мегабассейн. Проблемы нефтегазопромыслов и нефтегазопромысловой гидрогеологии // Материалы НТС по гидрогеологии и геохимии вод Сибири и Дальнего Востока. 27 сессия. – Владивосток: Дальнаука, 2003. – С. 34–42.
- [14] А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. – 225 с.