

УДК 553.98

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ  
ДЛЯ ВЫБОРА И ОБОСНОВАНИЯ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ  
ТЕРМОКАРСТОВОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD INFORMATION  
FOR THE SELECTION AND JUSTIFICATION OF DEVELOPMENT  
OPTIONS FOR THE TERMOKARSTOVOYE  
GAS AND CONDENSATE FIELD**

**Жарикова Наилия Халимовна**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений?  
Санкт-Петербургский горный университет  
Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук,  
профессор кафедры разработки и эксплуатации  
нефтяных и газовых месторождений?  
Санкт-Петербургский горный университет  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Кусова Лизавета Геннадиевна**

студентка,  
Санкт-Петербургский горный университет  
kusovalisa@gmail.com

**Аннотация.** Сложившаяся в последнее десятилетие тенденция роста доли природного газа в структуре топливно-энергетического баланса в нашей стране привела к активному вовлечению в промышленную разработку газовых и газоконденсатных месторождений, находящихся в экстремальных природно-климатических условиях. Разработка месторождений ЯНАО, в которых сосредоточено более 65 % разведанных запасов России, является принципиально новым этапом в теории и практике проектирования, обустройства и эксплуатации подобных месторождений. В пластах Ю<sub>1</sub><sup>а</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>а1</sup> присутствуют залежи как массивного, так и пластового типа. Скважины вскрывают залежи массивного типа, одновременно их отрабатывают целесообразно либо вертикальными скважинами, либо двуствольными скважинами с горизонтальными составляющими. В статье выполнен анализ геолого-промысловых характеристики Термокарстового газоконденсатного месторождения, а также приведена нефтегазоносность и характеристика продуктивных пластов и насыщающих флюидов.

**Ключевые слова:** общая информация о месторождении; нефтегазоносность месторождения; характеристика продуктивных пластов и насыщающих флюидов; эффективные газонасыщенные толщины; оценка подсчётных параметров залежей; коэффициенты извлечения газа и конденсата; сведения о запасах углеводородов.

**Zharikova Nailia Khalimovna**

Candidate of Technical Sciences,  
Associate Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Zharikova\_Nkh@pers.spmi.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences,  
Professor of the department  
of development and operation  
of oil and gas fields,  
Saint Petersburg mining university  
Savenok\_OV@pers.spmi.ru

**Kusova Lizaveta Genadievna**

Student,  
Saint Petersburg mining university  
kusovalisa@gmail.com

**Annotation.** The trend of increasing the share of natural gas in the structure of the fuel and energy balance in our country in the last decade has led to the active involvement in the industrial development of gas and gas condensate fields located in extreme natural and climatic conditions. The development of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug fields, which contain more than 65 % of the explored reserves of Russia, is a fundamentally new stage in the theory and practice of designing, developing and operating such fields. In the layers Yu<sub>1</sub><sup>a</sup> and Yu<sub>1</sub><sup>a1</sup> there are deposits of both massive and reservoir type. The wells open deposits of a massive type; at the same time, it is advisable to work them out either with vertical wells or double-lateral wells with horizontal components. The article analyzes the geological and field characteristics of the Termokarstovoye gas and condensate field, as well as the oil and gas potential and the characteristics of productive formations and saturating fluids.

**Keywords:** general information about the deposit; oil and gas potential of the field; characterization of productive formations and saturating fluids; effective gas-saturated thicknesses; assessment of estimated parameters of deposits; gas and condensate recovery factors; information on hydrocarbon reserves.

## Общая информация о месторождении

Термокарстовое месторождение открыто в 1988 года испытанием юрских отложений в разведочной скважине № 65, откуда получен фонтан газоконденсатной смеси. За время проведения разведочных работ пробурено и испытано 9 разведочных скважин, 7 из которых находятся в контуре газоносности. Ими вскрыто пять продуктивных пластов. Запасы поставлены на баланс ВГФ. В 1996 году переинтерпретированы геолого-промысловые данные и уточнены запасы углеводородов.

В 2003 году составлены технические проекты на расконсервацию и планы пробной эксплуатации скважин № № 166 и 173. В силу организационно-технических сложностей проекты не реализованы.

В 2005 году выполнен «Проект пробной эксплуатации Термокарстового ГКМ», утверждённый ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО. В соответствии с принятым вариантом разработки на месторождении в начальный период предполагалось осуществлять поддержание пластового давления путём обратной закачки в газоносные пласты «сухого» газа («сайклинг-процесс»). Проект реализован частично.

После подсчёта запасов 1996 года на месторождении проведены сейсморазведочные работы 3Д. Обработка и интерпретация материалов этой сейсмопартии и их увязка с данными сейсморазведки 2Д прошлых лет выполнена в 2007 году. По результатам интерпретации сейсмических данных уточнена структурная модель Термокарстового месторождения. Новые структурные построения явились основанием для пересчёта запасов по состоянию изученности на 01.01.2009 г. Запасы утверждены на заседании ГКЗ Роснедра.

В административном отношении Термокарстовая площадь расположена на территории Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. В близости находится рыбачий посёлок Калтус на правом берегу реки Таз. Непосредственно с площадью граничит Черничное газоконденсатнонефтяное месторождение, открытое в 1986 году. Географические координаты Термокарстового лицензионного участка представлены в таблице 1.

**Таблица 1** – Географические координаты лицензионного участка Термокарстового ГКМ

№ № точки	Северная широта (x)			Восточная долгота (y)		
	град.	мин.	сек.	град.	мин.	сек.
1	14	55	40	72	65	85
2	14	57	71	72	66	37
3	14	57	76	72	49	65
4	14	55	43	72	49	13

Гидрографическая сеть сильно развита и представлена р. Таз и впадающими в неё р. Худосей, р. Порьякэтылькы, р. Хетыль-Кы, а также озёрами Кетыль-То и Нярыльту. Глубина речных врезов составляет 5-10 м. Заозёрность и заболоченность территории достигает 70 %. В пределах лицензионного участка заболоченность и заозёрность составляют соответственно 55 и 10 %. Озёра преимущественно термокарстового происхождения.

Термокарстовый лицензионный участок расположен в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины. Участок работ расположен в зоне разобъённого залегания современной и древней толщ многолетней мерзлоты. Толщина верхнего современного слоя достигает 60 м. Он залегает в непосредственной близости от поверхности земли и сложен относительно рыхлыми и сильно неоднородными четвертичными отложениями. Нижний слой, называемый реликтовым, имеет значительно больший диапазон изменения толщин, достигающих 300 м. Его верхняя граница залегает на глубинах от 100 до 150 м, нижняя – на глубинах от 150 до 350 м.

Многолетнемёрзлые породы верхнего слоя приурочены обычно к безлесым пространствам торфяников и имеют основное распространение. Глубина сезонного оттаивания на участках многолетнемёрзлых пород составляет для суглинков и супесей 1,8–

2,3 м; для песков – 2,0–3,7 м. Характерно наличие многочисленных сквозных и несквозных таликов под руслами рек и озёрами.

Термокарстовый участок расположен на правом берегу реки Таз. Гидрографическая сеть района работ представлена судоходной рекой Таз и её несудоходным притоком Хетыль-Кы. Река Таз сильно меандрирует, образуя многочисленные протоки, озёра и старицы. Глубина реки достигает 4–6 м. На территории участка находится пять крупных озёр Кетыль-То. Обзорная схема района представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Ближайшие месторождения углеводородного сырья Черничное, Южно-Русское, Фахировское, Кынское, Новочасельское, Береговое, Верхне-Часельское, Усть-Часельское, Ханчейское, Восточно-Таркосалинское и др. расположены на левом берегу р. Таз. На участках Ханчейского и Восточно-Таркосалинского месторождений расположены установки по подготовке газа и конденсата, откуда продукция поступает в магистральные трубопроводы.

### **Нефтегазоносность, характеристика продуктивных пластов и насыщающих флюидов**

С целью изучения коллекторских свойств Термокарстового газоконденсатного месторождения проанализированы все имеющиеся результаты исследования керна, как выполненные до 1996 года, так и проведённые в 2007 году. По сравнению с 1996 годом освещённость продуктивных отложений керновыми определениями существенно возросла за счёт реализации более широкого комплекса дополнительных петрофизических исследований. Наряду со стандартными определениями ФЕС коллекторов на керне выполнен широкий комплекс специальных исследований, в т.ч. в условиях, моделирующих пластовые. Основные продуктивные горизонты Термокарстового месторождения и, прежде всего, Ю<sub>1</sub><sup>а</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> достаточно полно (по разрезу и площади) освещены керном. Это, в свою очередь, обеспечило необходимую петрофизическую основу для достоверной оценки подсчётных параметров залежей.

Освещённость пластов Ю<sub>1</sub><sup>а1</sup> и Ю<sub>2</sub> керновым материалом крайне неудовлетворительна, что снижает достоверность оценки подсчётных параметров указанных пластов с использованием петрофизических связей по близлежащим горизонтам. Керн отбирался во всех скважинах. Проходка с отбором керна составила 678 м, суммарный вынос керна 382,1 м, что соответствует 56,36 % к проходке с отбором керна и 1,45 % к суммарным глубинам скважин (24028 м). При этом непосредственно в пределах пластов Ю<sub>1</sub><sup>а</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>а1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>2</sub> суммарная проходка с отбором керна составила 326,7 м, а объём вынесенного керна – 173,23 м или 53,02 %. По своим литолого-петрофизическим и фильтрационно-емкостным характеристикам продуктивные пласты могут быть подразделены на два комплекса – Ю<sub>1</sub><sup>а</sup> – Ю<sub>1</sub><sup>а1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Пласт Ю<sub>2</sub><sup>0</sup>, имеющий локальное распространение и практически не освещённый керновым материалом, условно отнесён к группе пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Общим для всех пластов является обусловленность изменения фильтрационно-емкостных свойств фациальными условиями осадконакопления. Полученные результаты гранулометрического анализа в целом указывают на ухудшенные ФЕС коллекторов пластов Ю<sub>1</sub><sup>а</sup> – Ю<sub>1</sub><sup>а1</sup> по сравнению с коллекторами пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> за счёт содержания в породе мелкоалевритовой и глинистой фракции.

При более высоком в целом содержании песчаной фракции для пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> характерно также пониженное содержание тонкозернистой компоненты, доля которой значительна в пластах Ю<sub>1</sub><sup>а</sup> – Ю<sub>1</sub><sup>а1</sup>. Учитывая существенные различия в характеристиках продуктивных пород, петрофизическое обоснование методики интерпретации данных ГИС осуществлялось в дальнейшем с дифференциацией по группам пластов Ю<sub>1</sub><sup>а</sup> – Ю<sub>1</sub><sup>а1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>а</sup> с отбором керна вскрыт шестью скважинами. Общая проходка с отбором керна по пласту составила 69,9 м; линейный вынос – 31,05 м, что составляет 46,61 % к общей проходке. Породы-коллекторы пласта Ю<sub>1</sub><sup>а</sup> представлены чаще песчаниками серыми, мелкозернистыми с глинистым, карбонатно-глинистым и глинисто-карбонатным цементом и реже алевритом серым крупнозернистым с карбонатным цементом. ФЕС определялись по керну четырёх скважин. Пористость исследована в 52

образцах керн и составила от 8,5 до 11,8 %, в среднем – 15,3 %. Проницаемость исследована в 50 образцах, значения колебались от  $0,22 \cdot 10^{-3}$  до  $24,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и в среднем составили  $3,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность определена по 22 образцам и изменялась от 41,1 до 88,4 %, в среднем составила 64,4 %. Высокие коэффициенты остаточной водонасыщенности обуславливают пониженное удельное сопротивление пород пласта Ю<sub>1</sub><sup>a</sup>. По данным ГИС фильтрационно-емкостные свойства пласта оценены в 9 скважинах. Пористость по 51 определению составила от 13,3 до 18,5 %, в среднем 15,9 %. По проницаемости дано 51 определение, значения составили от  $0,32 \cdot 10^{-3}$  до  $10,73 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в среднем –  $2,35 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Дано 48 определений коэффициента остаточной водонасыщенности – от 34 до 100 %, в среднем – 61 %. Полученные по керну и ГИС средние значения пористости, проницаемости и водонасыщенности для пласта Ю<sub>1</sub><sup>a</sup> одного порядка.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>a1</sup> с отбором керн вскрыт тремя скважинами. Общая проходка с отбором керн 35,9 м; линейный вынос – 18,77 м; что составляет 52,28 % к общей проходке с отбором керн из скважин. Отложения представлены средне-мелко зернистыми песчаниками, сцементированными с редкими прослоями аргиллитов и алевролитов. Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>a1</sup> исследован керн одной скважины. Пористость исследована в 3 образцах и составила от 4,4 до 18,8 %, в среднем – 9,3 %. Проницаемость исследована в 1 образце и составила  $6,2 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность определена также по 1 образцу – 56,1 %. Керн по пласту Ю<sub>1</sub><sup>a1</sup> отобран в ограниченном количестве и не является представительным. Высокопроницаемые пропластки, скорее всего, в керн не попали. Это обстоятельство в сочетании с низким выходом керн привело к тому, что исследованный керн, по-видимому, не представляет лучшую по коллекторским свойствам часть пласта. По ГИС ФЕС пласта Ю<sub>1</sub><sup>a1</sup> исследованы в 9 скважинах. Для пористости проведено 123 определения, значения колебались от 12,6 до 22,1 %, в среднем составили 16,69 %. Проницаемость оценивалась также по 123 определениям и составила от  $0,2 \cdot 10^{-3}$  до  $121,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в среднем –  $7,41 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность по 93 определениям составила от 48 до 100 %, в среднем – 91 %.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> с отбором керн вскрыт восемью скважинами. Общая проходка с отбором керн составила 121,3 м линейный вынос 71,65 м, что составляет 59,07 % к общей проходке с отбором керн. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> представлен переслаиванием проницаемых и непроницаемых разностей пород. Проницаемые прослои представлены песчаниками светло-серыми крупнозернистыми, крепкими с карбонатно-глинистым цементом, массивными. ФЕС продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> оценивались по керну 6 скважин. Пористость исследована в 83 образцах керн и составила от 7,5 до 21,5 %, в среднем – 14,7 %. Проницаемость исследована в 78 образцах, значения колебались от 0,13 до  $815,8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и в среднем составили  $28,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность определена по 78 образцам и изменялась от 24,0 до 80,1 %, в среднем составила 45,2 %. По ГИС ФЕС пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> исследованы в 9 скважинах. Для пористости проведено 40 определений, значения колебались от 11,3 до 17,4 %, в среднем составили 14,91 %. Проницаемость также оценивалась по 40 определениям и составила от  $0,38 \cdot 10^{-3}$  до  $48,31 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в среднем –  $12,38 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность по 29 определениям составила от 29 до 76 %, в среднем – 49 %.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> с отбором керн вскрыт семью скважинами. Общая проходка с отбором керн составила 92,8 м; линейный вынос 47,06 м, что составляет 50,71 % к общей проходке с отбором керн. Пласт представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов, алевролитов. Для оценки ФЕС использован керн 6 скважин. Пористость исследована в 48 образцах керн и составила от 7,7 до 17,0 %, в среднем – 14,5 %. Проницаемость исследована в 46 образцах, значения колебались от 0,01 до  $54,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и в среднем составили  $8,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Остаточная водонасыщенность определена по 31

образцу и изменялась от 30,3 до 81,5 %, в среднем составила 50,8 %. По ГИС свойства пласта исследованы в 9 скважинах. Для пористости проведено 46 определений, значения колебались от 12,7 до 17,6 %, в среднем составили 15,7 %.

Проницаемость по 46 определениям составила от  $1,2 \cdot 10^{-3}$  до  $56,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, в среднем –  $16,75 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Водонасыщенность (30 определений) – от 31 до 77 %, в среднем – 52 %. По своим литолого-петрофизическим свойствам породы пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в целом близки к породам пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, но характеризуются более высоким содержанием алевритовой и глинистой фракций и карбонатного материала и, как следствие, пониженными значениями проницаемости и повышенными значениями остаточной водонасыщенности. При близких величинах пористости коллекторы пластов характеризуются наличием, в ряде случаев, повышенных значений фильтрационных свойств, что, скорее всего, свидетельствует об их трещиноватости и наличии в разрезе коллекторов смешанного трещинно-порового типа.

Пласт Ю<sub>2</sub> представляет собой небольшое песчаное тело, выделенное в северной части месторождения в районе скважин № № 166 и 171, оконтуренное с запада, юга и востока зоной глинизации. Керн отобран в трёх скважинах. Общая проходка с отбором керна 6,8 м; линейный вынос 4,7 м, что составляет 69,1 % к общей проходке с отбором керна. Из интервала коллекторов керн не отбирался.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>а</sup>. Толщины определялись по восьми скважинам (№ № 65, 166, 167, 171, 172, 173, 175 и 176). Общая толщина изменялась от 11,5 до 21,0 м, в среднем составила 15,5 м. Эффективная – от 9,1 до 20,1 м, в среднем – 14,1 м. Непроницаемые разделы составили 0,4-3,3 м; в среднем – 1,8 м (рис. 2).

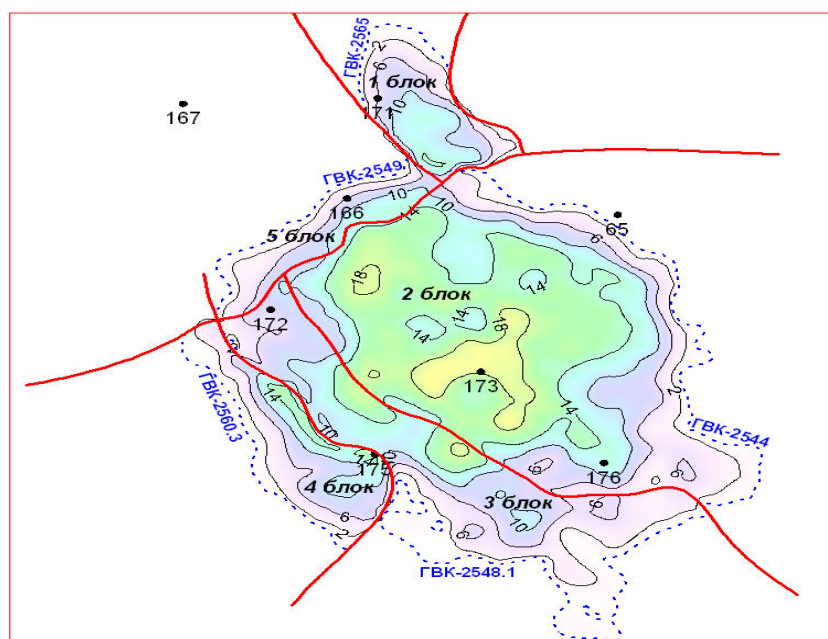


Рисунок 2 – Эффективные газонасыщенные толщины пласта Ю<sub>1</sub><sup>а</sup>

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>а1</sup>. Толщины определялись по девяти скважинам (№ № 65, 166, 167, 170, 171, 172, 173, 175 и 176). Общая толщина пласта изменяется от 27,5 до 41,9 м и в среднем составляет 15,5 м. Эффективные толщины колеблются от 19,7 до 35,2 м; в среднем составляя 24,4 м. Непроницаемые разделы составляют от 4,1 до 18,9 м; в среднем – 9,8 м (рис. 3).

Выявлены газонасыщенные коллектора:

- в скважине № 172 (инт. а.о. – 2591,0 ÷ – 2598,6 м);
- в скважине № 173 (инт. а.о. – 2577,9 ÷ – 2583,6 м);
- в скважине № 175 (инт. а.о. – 2597,2 ÷ – 2601,2 м).

Средняя газонасыщенная толщина составляет 5,6 м (от 4,0 до 7,2 м).

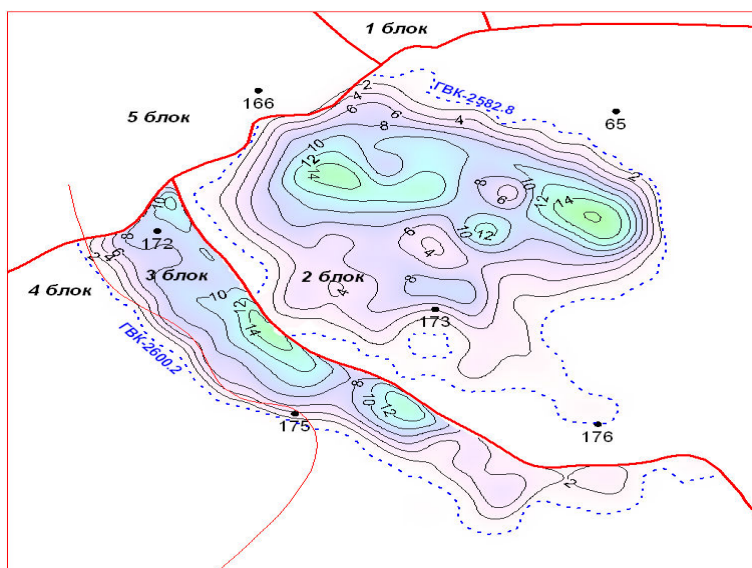


Рисунок 3 – Эффективные газонасыщенные толщины пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

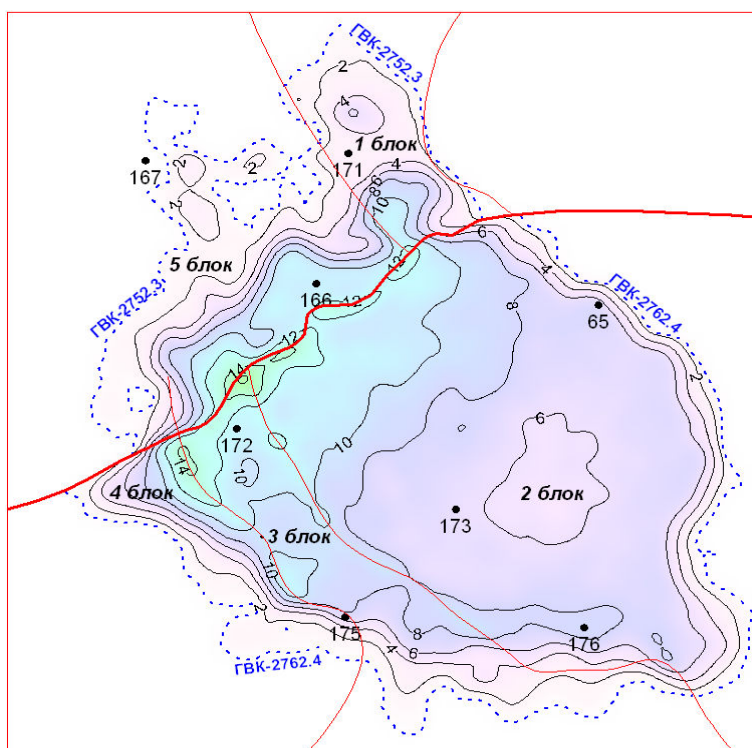


Рисунок 4 – Эффективные газонасыщенные толщины пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Толщины пласта определялись по девяти скважинам (№ № 65, 166, 167, 170, 171, 172, 173, 175 и 176). Общая толщина изменяется от 7,3 до 16,7 м; в среднем составляет 12,2 м. Эффективные толщины составляют от 6,4 до 11,9 м; в среднем – 8,6 м. Непроницаемые разделы изменяются от 0 до 8,5 м; в среднем – 3,6 м (рис. 4).

Газонасыщенными оказались коллектора:

- в скважине № 65 (инт. а.о. – 2754,2 ÷ – 2762,3 м);
- в скважине № 166 (инт. а.о. – 2734,8 ÷ – 2749,2 м);
- в скважине № 171 (инт. а.о. – 2747,4 ÷ – 2750,3 м);
- в скважине № 172 (инт. а.о. – 2732,9 ÷ – 2748,7 м);
- в скважине № 173 (инт. а.о. – 2735,3 ÷ – 2742,6 м);
- в скважине № 175 (инт. а.о. – 2752,6 ÷ – 2762,4 м);
- в скважине № 176 (инт. а.о. – 2746,5 ÷ – 2755,3 м).

Средняя газонасыщенная толщина оценивается 7,7 м (от 2,9 до 11,9 м).

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Толщины определялись по девяти скважинам (№ № 65, 166, 167, 170, 171, 172, 173, 175 и 176). Общая толщина пласта изменяется от 7,5 до 27,7 м и в среднем составляет 14,9 м. Эффективная толщина – от 3,2 до 14,9 м, в среднем – 6,5 м. Непроницаемые разделы составляют от 2,6 до 12,8 м; в среднем – 9,8 м. Средняя газонасыщенная толщина составляют 5,4 м (от 2,6 до 12,8 м) (рис. 5).

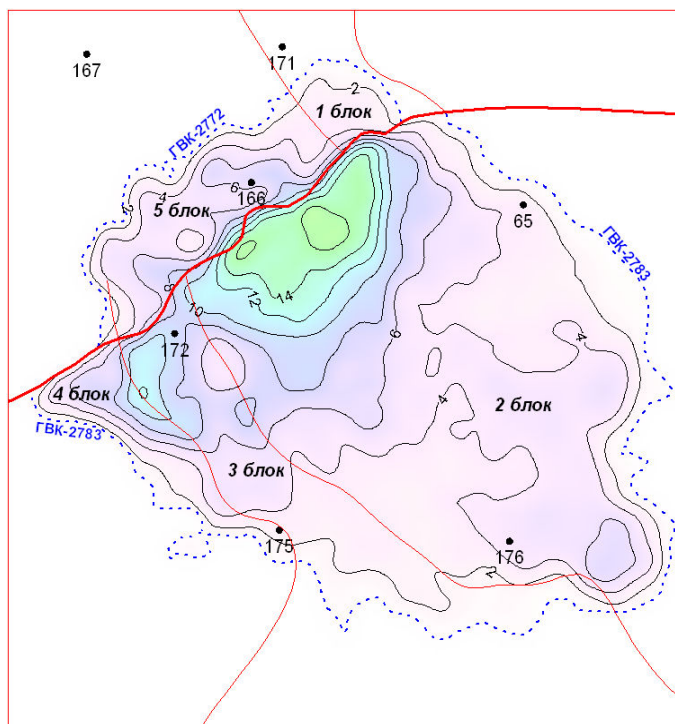


Рисунок 5 – Эффективные газонасыщенные толщины пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

Пласт Ю<sub>2</sub>. Толщины пласта определялись по пяти скважинам (№ № 166, 167, 170, 171 и 172). Общая толщина изменяется от 1,1 до 12,8 м; в среднем составляет 5,7 м. Эффективная – от 1,0 до 5,3 м; в среднем – 2,7 м. Непроницаемые разделы составляют 0,0-7,7 м, в среднем – 2,9 м (рис. 6).

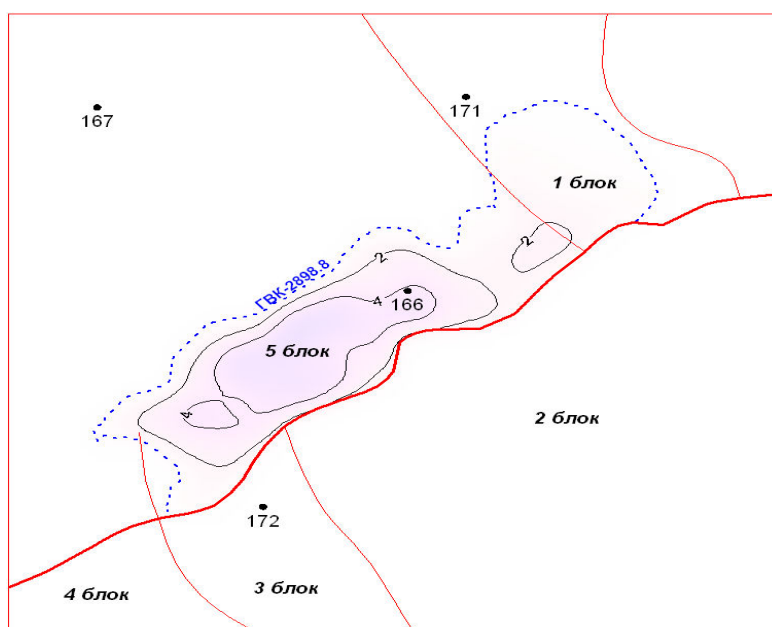


Рисунок 6 – Эффективные газонасыщенные толщины пласта Ю<sub>2</sub>



Газонасыщенными оказались коллектора только в скважине № 166 (инт. а.о. – 2891,4 ÷ – 2898,8 м), толщина равна 5,3 м. Степень достоверности исходных данных по пласту Ю<sub>2</sub> крайне невелика. Поэтому получены неправдоподобные средние значения эффективной и газонасыщенной толщин. Эффективная толщина определялась по 5 скважинам, газонасыщенные интервалы обнаружены только в одной скважине.

### Сведения о запасах углеводородов

До 1996 года на основании оперативного подсчёта начальные запасы газа и конденсата по Термокарстовому месторождению составляли:

- пласт БТ<sub>18</sub> – 19485 млн м<sup>3</sup> газа и 8289 тыс. тонн конденсата по категории С<sub>1</sub>;
- пласт БТ<sub>19</sub> – 7965 млн м<sup>3</sup> газа и 2293 тыс. тонн конденсата по категории С<sub>1</sub>; 8481 млн м<sup>3</sup> газа и 2441 тыс. тонн конденсата по категории С<sub>2</sub>;
- пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> суммарно – 18690 млн м<sup>3</sup> газа и 7259 тыс. тонн конденсата по категории С<sub>1</sub>, 6306 млн м<sup>3</sup> газа и 2449 тыс. тонн конденсата по категории С<sub>2</sub>;
- пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> – 5736 млн м<sup>3</sup> газа и 2228 тыс. тонн конденсата по категории С<sub>2</sub>.

Подсчёт запасов Термокарстового месторождения произведён в 1996 году. Запасы газа и конденсата по пяти объектам, выделяемым в меловых и юрских отложениях, поставлены на государственный баланс. Уточнились представления о месторождении. Залежи в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> объединены в единый подсчётный объект – пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Соответственно, индексация бывшего пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> изменилась на Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. В результате запасы составили:

- по пласту БТ<sub>18</sub> – газа 17,4 млрд м<sup>3</sup> (в т.ч. по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> – 15,1 и 2,3 млрд м<sup>3</sup> соответственно), конденсата 7239 тыс. тонн (в т.ч. по категориям С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> – 6333 и 906 тыс. тонн соответственно);
- по пласту БТ<sub>19</sub> – по категории С<sub>2</sub> газа 2,9 млрд м<sup>3</sup>, конденсата 1186 тыс. тонн;
- по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> + Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – газа 26,6 млрд м<sup>3</sup>, конденсата 10130 тыс. тонн;
- по пласту Ю<sub>2</sub><sup>0</sup> – по категории С<sub>2</sub> газа 0,326 млрд м<sup>3</sup>, конденсата 121 тыс. тонн.

В 2007 году проведена совместная переинтерпретация 3Д сейсморазведочных работ, выполненных в 2006 году, и материалов ранее проведённой сейсморазведки 2Д. Детально изучены структурные планы Термокарстового поднятия. Выполнена интерпретация ГИС в разведочных скважинах и детальное расчленение продуктивных пластов.

В результате межплощадной корреляции установлено, что пласт БТ<sub>18</sub>, стоящий на балансе, является аналогом пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Фахировского месторождения. В связи с этим индексация пласта БТ<sub>18</sub> изменена на Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, а пласта БТ<sub>19</sub>, выделяемого ниже по разрезу, – на Ю<sub>1</sub><sup>а1</sup>. Выполнена оценка запасов по сумме категорий С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub>. Суммарные начальные запасы газа по категориям С<sub>1</sub> + С<sub>2</sub> увеличились по сравнению с 1996 годом с 47,3 до 51,9 млрд м<sup>3</sup> газа.

Последняя оценка запасов, осуществлённая на основе материалов 3Д-сейсмических исследований, проведена в 2015 году. Суммарные начальные запасы составили: пластового газа – 48,4 млрд м<sup>3</sup>, в т.ч. по категории С<sub>1</sub> – 41,2 млрд м<sup>3</sup>, по категории С<sub>2</sub> – 7,2 млрд м<sup>3</sup>; конденсата – 14,7 млн тонн, в т.ч. по категории С<sub>1</sub> – 12,5 млн тонн, по категории С<sub>2</sub> – 2,2 млн тонн.

Уменьшение запасов газа связано с уточнением геологической модели залежи с учётом новых структурных построений по (уменьшились площадь газонасыщенности, коэффициенты пористости и частично газонасыщенности). Кроме того, в результате уточнения состава газа, пластовых давлений и температур уменьшились поправки на отклонение от закона Бойля – Мариотта. В целом по месторождению геологические запасы категориям А + В + С<sub>1</sub> уменьшились на 3495 млн м<sup>3</sup> (– 8 %), по категории С<sub>2</sub> – увеличились на 999 млн м<sup>3</sup> (+ 18 %).

По состоянию на 01.01.2019 г. изменение запасов конденсата обусловлено уменьшением запасов газа и начального потенциального содержания конденсата по пластам

$Ю_1^a$ ,  $Ю_1^{a1}$ ,  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^2$ . Конечные коэффициенты извлечения конденсата уменьшены по пластам  $Ю_1^a$  и  $Ю_1^{a1}$ , и увеличены по пластам  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^2$ . В целом по месторождению геологические запасы конденсата уменьшились: по категориям А + В +  $C_1$  – на 3935 тыс. тонн (– 24 %), по категории  $C_2$  – на 40 тыс. тонн (– 2 %).

### Трёхмерное геологическое моделирование Термокарстового газоконденсатного месторождения

Трёхмерное моделирование Термокарстового газоконденсатного месторождения было выполнено посредством Irap RMS 9.0. В качестве исходных данных для построения модели использовались:

- структурные поверхности по кровле пластов  $Ю_1^a$ ,  $Ю_1^{a1}$ ,  $Ю_1^1$ ,  $Ю_1^2$  и  $Ю_2$  и поверхности контактов, линии глинизации пластов, которые использовались для построения структурной модели;
- карты доли коллекторов в качестве трендов при моделировании распределения коллекторов.

Рассматриваемое месторождение осложнено системой тектонических нарушений. В процессе моделирования были учтены 5 разломов, пространственное распространение которых обосновано сейсмическими данными, опираясь на которые была создана сеть разломов.

Исходя из строения и размеров месторождения, для корректного отображения его геологического строения при моделировании было выделено пять объектов (рисунок 7):

- 1) пласт  $Ю_1^a$ ;
- 2) пласт  $Ю_1^{a1}$ ;
- 3) пласт  $Ю_1^1$ ;
- 4) пласт  $Ю_1^2$ ;
- 5) пласт  $Ю_2$ .

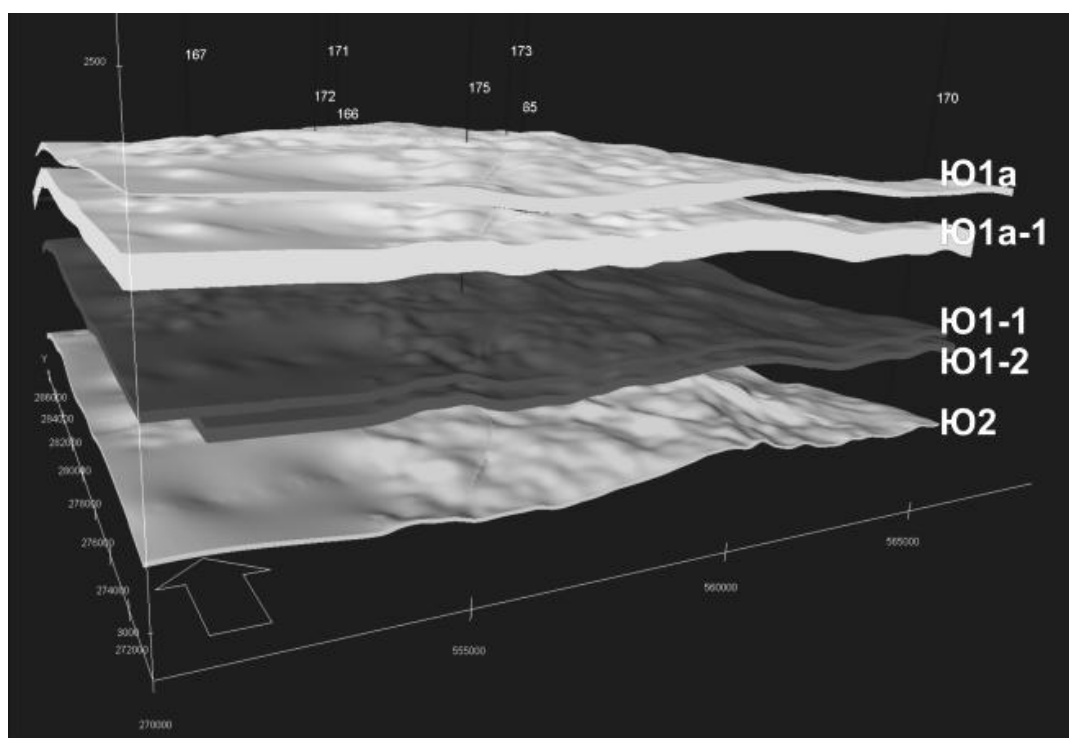


Рисунок 7 – Выделение объектов моделирования

Для каждого из пяти объектов структурная модель создавалась отдельно с учётом информативности данных и прослеживаемости соответствующих отражающих горизонтов.

Исходными данными для трёхмерного распределения литологии послужили:  
 – осреднённые значения ячеек, которые пересекаются с траекториями скважин (метод осреднения кривой литологии – среднеарифметический);  
 – горизонтальный тренд песчанистости.

С учётом полученной литологической модели и на основе выработанного подхода к созданию модели месторождения рассчитана модель эффективной пористости.

Проведено сопоставление запасов залежей, оценённых по 2Д и 3Д моделям. Сопоставления подсчётных параметров и полученных запасов представлены в таблице 2.

**Таблица 2** – Сопоставление параметров и полученных запасов Термокарстового месторождения

Сопоставление запасов газа по 2Д и 3Д моделям			
Залежь	Начальные балансовые запасы пластового газа, млн м <sup>3</sup>		Расхождение значений, ± %
	Model-2D	Model-3D	
Ю <sup>a</sup> <sub>1</sub>			
Блок 1	986	978	0,8 %
Блок 2	11801	11503	2,5 %
Блок 3	3115	3026	2,9 %
Блок 4	1294	1305	–1,0 %
Блок 5	534	534	0 %
Ю <sup>a1</sup> <sub>1</sub>			
Блок 2	3999	3961	1,0 %
Блок 3+4	2446	2419	1,1 %
Ю <sup>1</sup> <sub>1</sub>			
Блок 1+5	2784	2733	1,8 %
Блок 2+3+4	11237	11501	–2,3 %
Ю <sup>2</sup> <sub>1</sub>			
Блок 1	1038	1060	–2,1 %
Блок 2	8776	8752	0,3 %
Ю <sub>2</sub>			
Блок 5	389	377	3,0 %
Всего по месторождению			
	48399	48149	0,5 %

Как видно, сопоставимость результатов подсчёта по 2Д и 3Д моделям хорошая. Расхождение значений параметров подсчёта и в целом величины запасов газа по всем подсчётным объектам находится в пределах 3 %.

### Литература

1. Отчёт о НИР «Технологическая схема разработки продуктивных горизонтов Термокарстового нефтегазоконденсатного месторождения ЯНАО». – Тюмень : ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2011.
2. Отчёт о НИР «Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья продуктивных горизонтов Ю<sup>a</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> Термокарстового месторождения. – Тюмень : ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2016.
3. Горпинченко А.Н., Жарикова Н.Х., Савенок О.В. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.

5. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2019. – 275 с.
6. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 частях: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.
7. Березовский Д.А., Кусов Г.В. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
8. Учёт геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений / С.В. Галкин [и др.] // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – № 4. – С. 408–417.
9. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть I) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 1. – С. 40–50.
10. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть II) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 2. – С. 43–49.
11. Жарикова Н.Х., Сафиуллина Е.У., Ситёв Р.Р. Обоснование технологически оптимальной стратегии разработки группы нефтегазоконденсатных месторождений Денисовской площади // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 1. – С. 4–11.
12. Колбиков С.В., Москвин И.П. Оценка, утверждение и увеличение коэффициентов газо- и конденсатоотдачи пластов // Газовая промышленность. – 2010. – № S13 (644). – С. 54–57.
13. Пастух Е.А. Экономическая эффективность инвестиций при разработке Штокмановского газоконденсатного месторождения // Записки Горного института. – 2007. – Т. 170-1. – С. 212–214.
14. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Добыча углеводородного сырья в условиях диверсификации мировых энергетических систем // Инновационные технологии в производстве строительных материалов и конструкций: сборник научных трудов Международного симпозиума (27–28 ноября 2020 года, г. Ташкент). – Ташкент : Ташкентский архитектурно-строительный институт, 2020. – С. 306–316.
15. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов газонефтяного месторождения Северное // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 161–174.
16. Термокарстовое газоконденсатное месторождение // Горные ведомости. – 2009. – № 9 (64). – С. 52–57.
17. Толстихина П.С., Савастын М.Ю. Результаты трёхмерного геологического моделирования Термокарстового газоконденсатного месторождения // Достижения науки и образования. – 2018. – № 4 (26). – С. 8–10.
18. Череповицын А.Е. Экономическая оценка приоритетного направления освоения ресурсов природного газа в северо-западном регионе России // Записки Горного института. – 2008. – Т. 174. – С. 188–191.
19. Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Actual Issues of Mechanical Engineering (AIME 2017). Processing. – 2017. – P. 734–741.

## References

1. Report on the research «Technological scheme of the development of productive horizons of Termokarst oil-gas-condensate field YNAO». – Tyumen : TyumenNIIgipro-gaz, 2011.
2. Report on R&D work «Unified technological scheme of hydrocarbon deposits development of productive horizons, Termokarstovoye field». – Tyumen : TyumenNIIgipro-gaz LLC, 2016.
3. Gorpinchenko A.N., Zharikova N.Kh., Savenok O.V. Geological bases of oil and gas fields development: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development: a textbook. – M. : publishing house «Infra-engineering», 2020. – 244 p.
5. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields: a training manual. – Krasnodar : Kuban State Technological University, 2019. – 275 p.
6. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: in 2 parts: a training manual. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021–2022.
7. Berezovsky D.A., Kusov G.V. Technologies and principles of the development of multi-horizon fields // Science. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
8. Consideration of geomechanical properties of the reservoir in the development of multilayer oil fields / S.V. Galkin [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2020. – V. 244. – № 4. – P. 408–417.
9. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Increasing the efficiency of cementing of casing strings of gas wells in Pestsovaya area of Urengoy field (part I) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 1. – P. 40–50.

10. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Increasing the effectiveness of cementing of casing strings of gas wells Pestsovaya area of the Urengoy field (part II) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 2. – P. 43–49.
11. Zharikova N.Kh., Safiullina E.U., Sitev R.R. Substantiation of technologically optimal strategy of development of group of oil-gas-condensate fields of Denisovskaya area // *Engineer-neftyanik*. – 2022. – № 1. – P. 4–11.
12. Kolbikov S.V., Moskvina I.P. Assessment, approval and increase of gas and condensate yield ratios of reservoirs // *Gas Industry*. – 2010. – № S13 (644). – P. 54–57.
13. Pastukh E.A. Economic efficiency of investments in the development of Shtokman gas condensate field // *Notes of the Mining Institute*. – 2007. – V. 170-1. – P. 212–214.
14. Savenok O.V., Kusova L.G. Extraction of hydrocarbon raw materials in the context of diversification of world energy systems // *Innovative technologies in building materials and structures: Proceedings of the International Symposium (27–28 November 2020, Tashkent)*. – Tashkent : Tashkent Architecture and Construction Institute, 2020. – P. 306–316.
15. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of the current state of development and production reserves of gas-oil field Severnoye // *Science. Engineering. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik)*. – 2021. – № 3. – P. 161–174.
16. Thermokarst gas-condensate field // *Gornye vedomosti*. – 2009. – № 9 (64). – P. 52–57.
17. Tolstikhina P.S., Savastin M.Y. Results of three-dimensional geological modeling of Termokarstovoye gas condensate field // *Achievements of science and education*. – 2018. – № 4 (26). – C. 8–10.
18. Cherepovitsyn A.E. Economic assessment of the priority direction of development of natural gas resources in the northwestern region of Russia // *Notes of the Mining Institute*. – 2008. – V. 174. – P. 188–191.
19. Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // *Actual Issues of Mechanical Engineering (AIME 2017). Processing*. – 2017. – P. 734–741.