

## ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

**Никитина Елена Александровна**

*ООО «Газпром бурение», [ea.nikitina@bk.ru](mailto:ea.nikitina@bk.ru)*

В статье выполнен анализ геологического материала с целью разработки нефтяных оторочек Уренгойского месторождения. К основным разрабатываемым в настоящее время объектам Уренгойского месторождения приурочены 24 продуктивных пласта, из которых запасы нефти в пластах от БУ<sub>8</sub><sup>0</sup> до БУ<sub>14</sub><sup>2</sup> содержатся в виде оторочек кольцевого и козырькового типов, по всей площади подстилаемые водой. В настоящее время добыча нефти осуществляется на трёх участках освоения. Нефтяные оторочки четвёртого, пятого и шестого участков в настоящее время не разрабатываются и планируются к вводу в ближайшей перспективе с целью достижения утверждённых КИН, несмотря на нерентабельность добычи нефти, поскольку энергетическое состояние продуктивных пластов, содержащих нефтяные оторочки, свидетельствует, что возможности дальнейшей добычи нефти только из разрабатываемых участков уже практически исчерпаны. При выполнении работы в качестве исходных данных использовались проектные документы по разработке месторождения, а также результаты работ по авторскому сопровождению за реализацией основных проектных решений.

**Ключевые слова:** характеристика района работ; история проектирования и освоения месторождения; геологическая характеристика месторождения; литолого-стратиграфическая характеристика продуктивного разреза; тектоника и нефтегазоносность; параметры продуктивных пластов и гидрогеологическая характеристика; физико-химические свойства пластовых нефтей.

## 1. Введение

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение является уникальным не только по запасам углеводородов, но и особенностям геологического строения и фазового состояния пластовых углеводородных систем. Особую сложность для разработки представляют залежи нижнемеловых отложений, которые представлены совместным залеганием в продуктивных пластах нефти и конденсато-содержащего газа.

Нижнемеловые продуктивные отложения на Уренгойском месторождении разрабатываются с 1985 года первоочередным вводом в разработку газоконденсатных залежей, а в 1987 году введены в эксплуатацию нефтяные оторочки продуктивных пластов. За истекший с начала разработки период, учитывая особенности и сложность геологического строения, а также реализации системы разработки объектов добычи углеводородного сырья, был принят ряд проектных документов. При этом каждому этапу проектирования были присущи свои специфические вопросы совершенствования системы их разработки. Особенностью настоящего этапа реализации проектных решений являются вопросы максимального использования пробуренного фонда нефтяных скважин для обеспечения наиболее полной выработки запасов нефти из продуктивных пластов.

Запасы нефти на Уренгойском месторождении содержатся в нефтегазоконденсатных залежах пластов БУ<sub>8</sub><sup>0</sup> – БУ<sub>16</sub> и рассредоточены практически по всей площади структуры.

Первоначально в соответствии с проектными документами предусматривалась организация добычи нефти на шести участках. На начальном этапе освоения запасов нефти в период 1987-1990 гг. введены в опытно-промышленную эксплуатацию 3 участка, по которым в настоящее время и продолжается добыча нефти. В соответствии с действующим проектным документом (Проект разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2008) ввод остальных трёх неразрабаты-

ваемых участков предусматривается в ближайшей перспективе. При их освоении будет учитываться накопленный опыт по разрабатываемым в настоящее время участкам. Поэтому задачи, определённые темой данной статьи, являются актуальными и своевременными.

## 2. Характеристика района работ

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение находится в северной части Западно-Сибирской низменности (рисунок 1). Административно месторождение располагается в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

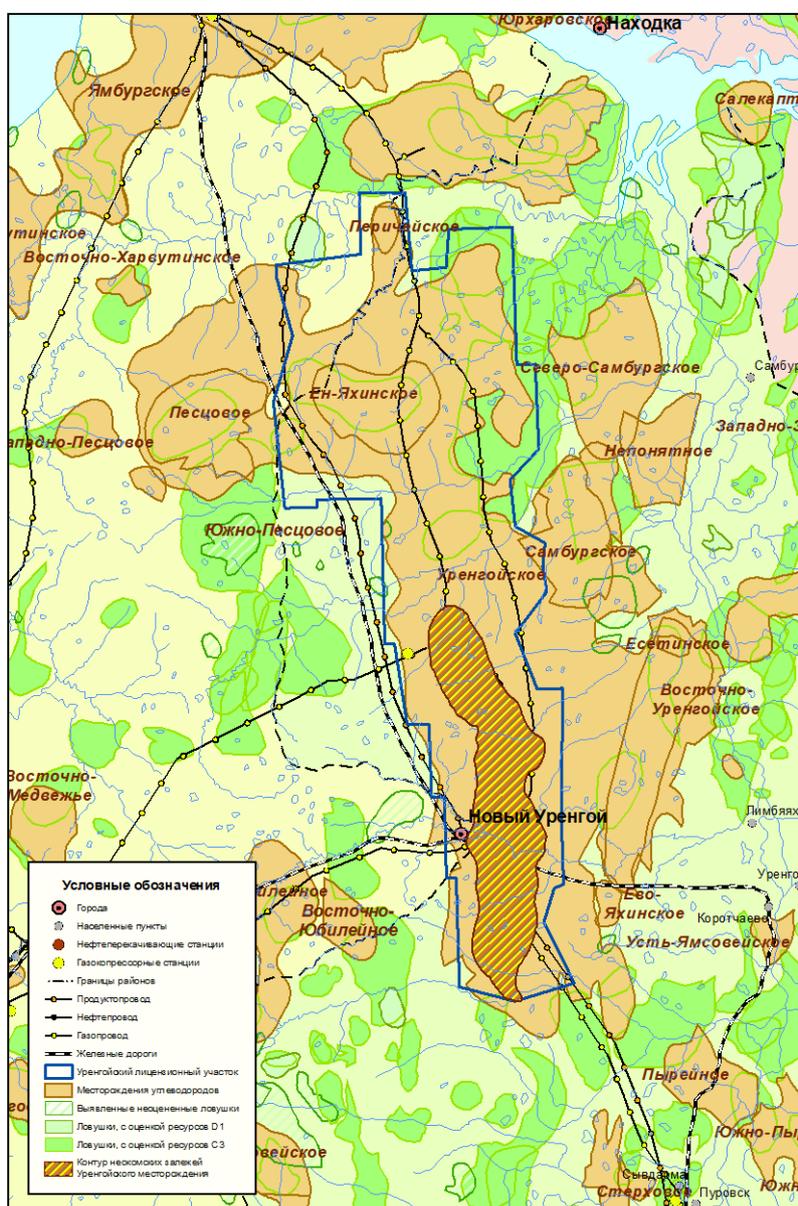


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Непосредственно на Уренгойском месторождении ведётся добыча газа, конденсата и нефти из сеноманских и валанжинских отложений. Для подготовки газа и конденсата к транспорту построены установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Первичная переработка конденсата проводится на Уренгойском заводе (УЗПК).

Транспорт газа осуществляется по системе Уренгой – Центр и Уренгой – Сургут – Челябинск, транспортировка нефти и конденсата производится по продуктопроводу Уренгой – Сургут.

Территория месторождения представляет собой сильно заболоченную, слабовсхолмленную равнину. Характерной гидрогеологической особенностью является обилие рек, ручьёв, озёр, при этом судоходство возможно по реке Пур. Реки и озёра покрываются льдом в начале октября, вскрываются ото льда в середине – конце мая и даже в начале июня. Около 50 % территории занимают болота, что делает её труднопроходимой, а местами и вовсе непроходимой.

Район работ находится в зоне распространения многолетнемёрзлых пород (ММП), температура которых понижается с юга на север примерно на 1 °С на 100 км. При этом первопричиной в формировании изменения геотермального поля является распределение атмосферных осадков.

На водораздельных участках температуры ММП выше в среднем на 2 °С и имеют величину в пределах от минус 2 °С до плюс 1,5 °С, в то время как на участках с малой мощностью снега могут быть низкие температуры (до минус 5 °С и ниже). На водоразделах образуются и существуют многочисленные надмерзлотные талики, мерзлота несливающегося типа, на подошве слоя годовых теплооборотов формируются талые породы с температурой от 0 °С до плюс 0,5 °С.

Криогенный фактор представляет особую сложность при освоении северных месторождений. Нарушение температурного равновесия приповерхностного слоя четвертичных отложений в результате хозяйственной деятельности сопровождается рядом негативных явлений – термокарста, криогенного пучения и т.д., выводящих из строя несущие фундаменты сооружений, свайные опоры, трубопроводы и др.

Возможны осложнения и в процессе бурения, например, замерзание промывочной жидкости в скважине, а также протаивание и потеря связности в рыхлых породах с образованием значительных по объёму каверн. В процессе эксплуатации скважин отмечается образование гидратных пробок, забивающих скважинное оборудование.

Таким образом, территория Уренгойского месторождения характеризуется неустойчивостью термодинамического равновесия геологической среды, обусловленной существованием многолетнемерзлых пород.

Климат района резко континентальный, средняя температура июня составляет плюс 14 °С, в январе характерен минимумом до минус 56 °С.

### **3. История проектирования и освоения месторождения**

Первоначальными проектными документами по разработке нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения после подготовки запасов углеводородов для промышленного освоения являлись:

- 1979 год – «Комплексный проект разработки» (протокол ЦКР Мингазпрома № 21/79 от 28.06.1979 г.).
- 1982 год – «Дополнение к Комплексному проекту разработки» (протокол ЦКР Мингазпрома № 7/82 от 02.02.1982 г.).

Промышленная эксплуатация нижнемелового продуктивного комплекса началась в январе 1985 года вводом в разработку газоконденсатных залежей пластов БУ<sub>8</sub> – БУ<sub>14</sub> в районе УКПГ-2В. В мае 1985 года введены в эксплуатацию газоконденсатные залежи пластов БУ<sub>8</sub> – БУ<sub>14</sub> в районе УКПГ-1АВ, в январе 1986 года – в районе УКПГ-5В, а в декабре 1986 года – газоконденсатные залежи пластов БУ<sub>8</sub> – БУ<sub>12</sub> в районе УКПГ-8В.

После ввода месторождения в эксплуатацию, в связи с уточнением продуктивной характеристики пробуренных эксплуатационных скважин, подготовлен новый проектный документ.

- 1986 год – «Проект комплексной разработки нижнемеловых залежей» (протокол ЦКР Мингазпрома № 10/86 от 05.05.1986 г.).

В «Проекте комплексной разработки ...» приняты показатели промышленного освоения нефтяных оторочек, предусматривающие на первом этапе 1986-1990 гг. разработку трёх участков на истощение с максимальной добычей нефти в объёме 505 тыс. тонн/год, при фонде 165 добывающих скважин. В 1990 году за пределами предусматривалось поддержание пластового давления при площадном заводнении и закачке газа.

В последующий период по результатам доразведки залежей уточнено геологическое строение и запасы углеводородов, которые утверждены ГКЗ СССР (протокол ГКЗ СССР №10726 от 18.10.1989 г).

Изменение запасов вызвало необходимость в подготовке проектного документа, предусматривающего увеличение объёмов добычи углеводородного сырья из нижнемеловых отложений.

- 1988 год – «Коррективы проекта комплексной разработки нижнемеловых отложений» (протокол ЦКР Мингазпрома № 2/88 от 30.03.1988 г.).

Учитывая наличие значительных запасов нефти, в данном проектом документе предусматривалось снижение темпа отбора газа из объектов на участках с нефтяными оторочками до 1,5 % от запасов, в то время как на остальных участках темп отбора газа составлял около 3 % от начальных запасов.

В процессе эксплуатации залежей установлено, что при сложившемся отставании темпов освоения нефтяных оторочек принятые уровни отбора газа отрицательно отражаются на величинах нефтеотдачи, а также показателях добычи газа и конденсата. Поэтому в следующем проектом документе вновь пересмотрены перспективные уровни отбора газа.

- 1991 год – «Комплексный проект разработки нижнемеловых газоконденсатных и нефтяных залежей» (протокол ЦКР Мингазпрома № 22/91 от 15.10.1991 г.), в котором рассмотрены вопросы добычи углеводородной продукции при полном развитии.

Добычу нефти предусмотрено осуществлять на пяти участках на режиме истощения (для контактирующих газоконденсатных и нефтяных частей залежи) и с закачкой высоконапорного газа и углеводородных растворителей (для неконтактирующих залежей).

В данном проектном документе выход на максимальную добычу нефти в объёме 1586 тыс. тонн предусматривался в 1995 году при фонде 328 добывающих и 92 нагнетательных скважин.

С 1993 года на УКПГ-8В, а с 1996 года на УКПГ-1АВ начато освоение газоконденсатных залежей I объекта (пласты ПК<sub>18</sub> – ПК<sub>21</sub>, АУ<sub>9</sub> – АУ<sub>10</sub>, БУ<sub>0</sub> – БУ<sub>6</sub>), не содержащих запасов нефти, переводом скважин, выбывших из эксплуатации нижележащих пластов.

В 1995 году ООО «Газгерс» выполнен пересчёт запасов газа, конденсата и нефти объёмным методом по разрабатываемым II, III и IV объектам (протокол Комиссии по месторождениям и ПХГ РАО «Газпром» № 1/95 от 20.11. 1995 г.). Суммарные начальные запасы пластового газа оказались меньше утверждённых ГКЗ СССР на 18 %, а запасы нефти сократились более чем на 30 %.

Следующий проектный документ составлен в связи с окончанием срока действия предыдущего и с учётом дополнительной информации, полученной в ходе эксплуатационного разбуривания нижнемеловых отложений.

- 1998 год – «Уточнённый проект разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек» (протокол Комиссии по месторождениям и ПХГ ОАО «Газпром» № 20-К-Р/98 от 22.06.1998 г.).

По нефтяным оторочкам «Уточнённый проект ...» предусматривал разработку на истощение на трёх участках с максимальной добычей нефти в 1999 году – 0,7 млн. тонн при действующем фонде нефтяных скважин 180 ед. Освоение запасов нефти на четвёртом, пятом и шестом участках на данной стадии в связи с низкими технико-экономическими показателями признано нецелесообразным.

В связи с уточнением планов добычи газа, эксплуатационного бурения и капитального ремонта скважин на 2001-2005 гг. возникла необходимость в усовершенствовании принятой системы разработки.

- 2001 год – «Дополнения к уточненному проекту разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек» (протокол Комиссии по месторождениям и ПХГ ОАО «Газпром» № 52-Р/2001 от 23.11.2001 г.).

Проектные решения и уровни добычи нефти из нефтяных оторочек в «Дополнениях ...» не пересматривались.

В связи с окончанием срока действия «Дополнений ...» и отсутствием нового проектного документа на разработку нижнемеловых отложений в рамках авторского сопровождения уточнены технологические показатели разработки на 2006-2008 годы без пересмотра основных проектных решений.

- 2005 год – «Анализ разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек» (протокол ТО ЦКР РОСНЕДРА по ЯНАО № 25-05 от 16.12.2005 г; протокол Комиссии по месторождениям и ПХГ ОАО «Газпром» № 78-Р/2005 от 17.12.2005 г.).

По газоконденсатным залежам предусмотрено поддержание проектного уровня добычи газа в объёме 23,8 млрд. м<sup>3</sup> в 2007-2008 гг. с доведением действующего фонда скважин до 384 ед. По нефтяным оторочкам предусмотрено снижение добычи нефти и действующего фонда с 417 тыс. тонн и 131 ед. в 2006 году до 372 тыс. тонн и 126 ед. в 2008 году.

В декабре 2008 года ЦКР Роснедра по ЯНАО рассмотрен и утверждён новый проектный документ «Проект разработки нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения на полное развитие» (протокол № 34-08 от 09.12.2008 г.), в соответствии с которым с 01.01.2009 г. осуществляется разработка нижнемеловых отложений месторождения. Проект выполнен на основе уточнения запасов углеводородного сырья и с использованием постоянно-действующей трёхмерной геолого-технологической модели эксплуатационных объектов и позволил принять решения по повышению эффективности извлечения углеводородного сырья из недр.

В настоящее время промышленная добыча нефти осуществляется на трёх участках (1, 2 и 3) с подготовкой на двух ЦПС. Прошедший период разработки нефтяных оторочек на месторождении по организационным условиям добычи нефти условно можно разделить на два этапа.

Первый этап (1987-1997 гг.). Начало освоения и наращивания добычи нефти характеризовался отсутствием опыта эксплуатации оторочек и относительно

низкой достоверностью прогнозных показателей добычи нефти. В результате из-за неподтверждения принятой для расчётов исходной геолого-промысловой информации, а также несоответствия сроков ввода мощностей по добыче нефти отклонения между проектными и фактическими показателями достигали значительных величин. Большое количество скважин, пробуренных во исполнение принятых проектных документов, в течение короткого периода выбывали из эксплуатации. Так, в 1997 году из 328 пробуренных на трёх участках скважин в действующем фонде находилось только 131.

Второй этап (с 1998 года). Прогнозные показатели разработки нефтяных оторочек обоснованы с помощью технологии трёхмерного моделирования залежей, с учётом сложившегося состояния разработки оторочек, обустройства промыслов и современных экономических условий. Данный период, особенно последние три года, характеризуется внедрением новых технологий интенсификации притока и усилением работ по капитальному ремонту и выводу скважин из бездействия.

В соответствии с новым проектным документом на месторождении предусматривается дальнейшее развитие добычи нефти не только на разрабатываемых, но и вновь вводимых участках.

#### **4. Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивного разреза**

Геологический разрез района представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, залегающими на породах промежуточного структурно-формационного яруса и складчатом палеозойском основании.

Породы фундамента по данным бурения Тюменской сверхглубокой скважины № 6 представлены метаморфизованными алевритоглинистыми породами (сланцами). Они вскрыты на глубине, превышающей 6400 м.

Продуктивные пласты приурочены к отложениям сортымской и нижней части тангаловской свит нижнего мела и представлены чередованием песчаных алевролитовых и глинистых, иногда аргиллитоподобных, разностей.

Сортымская свита ( $K_{1v}$ ) включает неокомские клиноформные комплексы  $БУ_{18}$  –  $БУ_{15}$ , а также покровные шельфовые части комплексов  $БУ_{10}$  –  $БУ_{14}$ .

В основании свиты залегает подачимовская толща, которая представлена глинами аргиллитоподобными, тёмно-серыми, обладающими горизонтальной микрослоистостью, прослоями слабобитуминозными. Средняя часть свиты представлена преимущественно глинистыми отложениями шельфового склона (клиноформа клиноформного комплекса). Иногда в рассматриваемом интервале отмечаются тонкие, локально развитые пласты песчаников и алевролитов. Верхняя часть сортымской свиты представлена относительно ритмичным чередованием песчаников и глин. Общая толщина сортымской свиты около 500 м.

Тангаловская свита ( $K_{1h} + K_{1v} + K_{1a}$ ) делится на три подсвиты. Нижняя состоит из глин серых, иногда аргиллитоподобных, чередующихся с песчаниками и алевролитами. Характерен обугленный растительный детрит, обрывки растений, корневидные растительные остатки. К нижней подсвите относятся пласты  $БУ_8^0$ ,  $БУ_8$ ,  $БУ_9$ . Эта серия перекрывается пачкой «шоколадных» глин, являющейся надёжным флюидоупором и прекрасным репером при геолого-геофизических исследованиях.

Средняя подсвита тангаловской свиты представлена неравномерным чередованием песчаных и глинистых пластов.

Верхняя подсвита представлена песчаниками и алевролитами серыми, чередующимися в сложном сочетании с глинами серыми, иногда зеленовато-серыми, изредка комковатыми, с единичными зеркалами скольжения. Отмечаются редкие прослои аргиллитоподобных глин.

## **5. Тектоника**

В соответствии с тектонической картой мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы рассматриваемый район

приурочен к Надым-Тазовской синеклизе, осложнённой структурами I и II порядка. Центрально-Уренгойский вал и Еньяхинское поднятие входят в состав Нижнепурского мегавала, граничащего с крупным Западно-Уренгойским прогибом и Западно-Ярояхинской котловиной. В пределах территории наиболее крупными замкнутыми положительными структурами III-IV порядка являются Южно-Уренгойское, Центрально-Уренгойское, Северо-Уренгойское ЛП, Табьяхинское, Самбургское, Восточно-Уренгойское поднятия, Северо-Есетинская, Евояхинская приподнятые зоны, на северо-западе – Еньяхинское куполовидное поднятие.

Уренгойский вал ограничен крупными рифтогенными зонами, наиболее известной из которых является Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт. Согласно накопленной статистике по Западно-Сибирскому региону, вокруг крупных рифтовых систем сосредоточена основная доля запасов УВ.

Уренгойский вал замыкается изогипсой минус 3680 м. При этом длина вала по изогнутой под тупым углом оси составляет 100 км. Ширина вала изменяется от 15 км до 27 км. Вал сужается в районе северного купола (направление скважин №№ 279-760) и в пределах ЦПЗ, наиболее широкий участок расположен между центральной приподнятой зоной и южным куполом.

Максимальная амплитуда структуры относительно замыкающей изогипсы достигает 220 м (южный купол), в пределах ЦПЗ и на северном куполе амплитуда достигает 160 м. В поперечном сечении вал не симметричен – западный склон круче восточного. Углы падения кровли баженовской свиты на западном склоне вала достигают 2,3 градуса, на восточном – не превышают 2 градусов.

Южный и северный купола, а также два поднятия ЦПЗ замыкаются изогипсами минус 3560 м. По замыкающей изогипсе размеры южного купола составляют 24×10 км при амплитуде 110 м. Размеры южного поднятия ЦПЗ – 14×6 км, амплитуда – не более 40 м. Размеры северного поднятия ЦПЗ достигают 16×8 км, амплитуда – до 60 м. Длина северного купола составляет 22 км при ширине 9 км, амплитуда – около 50 м.

## 6. Нефтегазоносность

В пределах Уренгойского месторождения выделено четыре продуктивных комплекса: среднеюрский, неокомский, апт-альбский и сеноманский. Основные запасы углеводородов содержатся в пластах БУ<sub>8</sub><sup>0</sup> – БУ<sub>14</sub> (рисунок 2). В разрезе нижнемеловых отложений выделяются 5 объектов (29 продуктивных пластов):

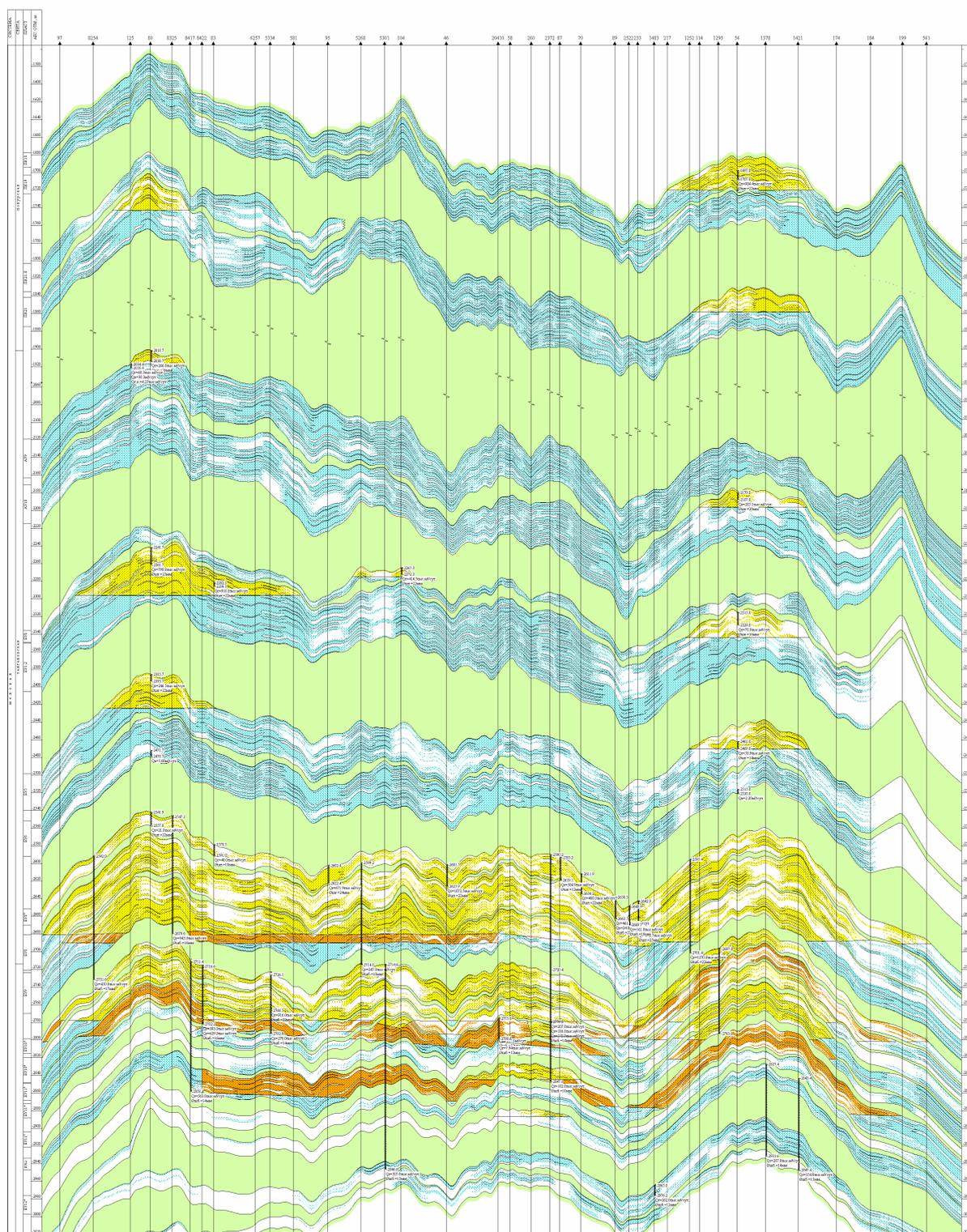


Рисунок 1 – Геологический разрез Уренгойского месторождения

I объект (пласты ПК<sub>18</sub>, ПК<sub>19</sub>, ПК<sub>21</sub><sup>0</sup>, ПК<sub>21</sub>, АУ<sub>9</sub>, АУ<sub>10</sub><sup>1</sup>, АУ<sub>10</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>0</sub>, БУ<sub>1-2</sub>, БУ<sub>5</sub>, БУ<sub>6</sub>) – 20 газоконденсатных залежей;

II объект (пласты БУ<sub>8</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>9</sub>) – 17 залежей;

III объект (пласты БУ<sub>10</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>10</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>11</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>11</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>11</sub><sup>3</sup>, БУ<sub>12</sub><sup>1</sup>) – 38 залежей;

IV объект (пласты БУ<sub>12</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>13</sub>, БУ<sub>14</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>14</sub><sup>1-1</sup>, БУ<sub>14</sub><sup>2</sup>) – 21 залежь;

V объект (пласты БУ<sub>16</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>16</sub><sup>1-1</sup>, БУ<sub>16</sub><sup>1-2</sup>, БУ<sub>16</sub><sup>1-3</sup>) – 7 залежей.

Запасы нефти Уренгойского месторождения сосредоточены во II, III и IV разрабатываемых, а также планируемом к вводу V объектах разработки.

Ниже представлена краткая характеристика залежей, содержащих запасы нефти.

В пласте БУ<sub>8</sub><sup>0</sup> выделено 7 залежей углеводородов: 3 – на Северном куполе месторождения, 1 – на севере ЦПЗ, 2 – в южной части ЦПЗ и 1 на Южном куполе месторождения.

Залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>0</sup> на Северном куполе + север ЦПЗ, основная – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой, развитой на северном и западном склонах структуры.

Залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>0</sup> на Северном куполе, район скважины № 663 – пластовая тектонически экранированная. С восточной и южной стороны залежь экранирована разломами. По фазовому составу – нефтяная.

Залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>0</sup> на Северном куполе, район скважины № 53 – пластовая тектонически экранированная. С севера, востока и с юга залежь ограничена разломами, а с запада водонефтяным контактом. По фазовому составу залежь нефтегазоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>8</sub><sup>0</sup> на севере ЦПЗ, район скважины № 137 – пластовая тектонически экранированная. С севера, запада и с юга залежь экранирована разломами, а с востока водонефтяным контактом. По фазовому составу залежь нефтегазоконденсатная.

Всего в пласте БУ<sub>8</sub> выделено 6 залежей – 3 крупных и 3 мелких.

Залежь пласта БУ<sub>8</sub> на Северном куполе + ЦПЗ, основная – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>8</sub> на Северном куполе, район скважины № 663 – нефтяная, пластовая, тектонически экранированная.

Залежь пласта БУ<sub>8</sub> на Южном куполе, район скважины № 88 – пластовая тектонически экранированная. По составу флюидов – газоконденсатная с нефтяной оторочкой. С юга, запада и севера залежь ограничена тектоническими экранами, а с востока – внешним контуром нефтеносности.

Залежь пласта БУ<sub>8</sub> на Южном куполе, район скважины № 201 – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу – нефтяная. С юга, запада и севера залежь ограничена разломами, а с востока – внешним контуром нефтеносности.

Одной из особенностей пласта БУ<sub>9</sub> Уренгойского месторождения является наличие обширной нефтяной подушки, которая не имеет промышленного значения в связи с тем, что ни в одной из скважин при испытаниях не было получено притока чистой нефти. В настоящее время новых данных о нефтеносности пласта БУ<sub>9</sub> не получено ни в разведочных, ни в добывающих скважинах, поэтому нефтяная подушка включается в геологическую модель как переходная зона от водоносной части пласта к газоносной, но в газогидродинамической модели она не учитывается.

В связи с таким подходом к моделированию нефтяной подушки в пласте выделяется 4 залежи, 2 из которых являются чисто газоконденсатными, а 2 – нефтегазоконденсатными.

В пласте БУ<sub>10</sub><sup>1</sup> выделено 3 крупных и 7 мелких залежей.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>1</sup> на Северном куполе + ЦПЗ, основная – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>1</sup> на юге ЦПЗ, основная – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>1</sup> на юге ЦПЗ, район скважины № 590 – пластовая тектонически экранированная. Тектоническими экранами служат разломы, ограничивающие залежь с севера, юга и востока. По фазовому составу – нефтегазоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>1</sup> на юге ЦПЗ, район скважины № 112 – пластовая структурная тектонически экранированная. Тектоническими экранами служат разломы, ограничивающие залежь с севера, юга и запада. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>1</sup> на Южном куполе, основная – пластовая структурная тектонически и литологически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>1</sup> на Южном куполе, район скважины № 212 – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>1</sup> на Южном куполе, район скважины № 205 – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу – нефтегазоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>1</sup> на Южном куполе, район скважины № 232 – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

В пласте БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> выделено 3 крупных и 7 мелких залежей.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> на Северном куполе + ЦПЗ, основная – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> на юге ЦПЗ, основная – пластовая структурная тектонически экранированная. Тектоническими экранами служат разломы, ограничи-

вающие залежь с севера и с юга. По фазовому составу газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> на юге ЦПЗ, район скважины № 590 – пластовая тектонически экранированная. Тектоническими экранами служат разломы, ограничивающие залежь с севера, юга и востока. По фазовому составу – нефтегазоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> на юге ЦПЗ, район скважины № 112 – пластовая структурная тектонически экранированная. Тектоническими экранами служат разломы, ограничивающие залежь с севера, юга и запада. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> на Южном куполе, основная – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> на Южном куполе (район скважины № 212) – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатная с нефтяной оторочкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> на Южном куполе (район скважины № 205) – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу – нефтяная с газовой шапкой.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> на Южном куполе (район скважины № 232) – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатно-нефтяная.

Залежь пласта БУ<sub>10</sub><sup>2</sup> на Южном куполе (район скважины № 552) – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу – нефтяная с газовой шапкой.

В пласте БУ<sub>11</sub><sup>1</sup> выделено 3 залежи.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>1</sup> на Северном куполе + ЦПЗ – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – нефтегазоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>1</sup> на юге ЦПЗ – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатонефтяная.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>1</sup> на Южном куполе, основная – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – нефтегазоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>1</sup> на Южном куполе (район скважины № 413) – массивная структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – нефтяная.

В пласте БУ<sub>11</sub><sup>2</sup> выделено 6 залежей.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>2</sup> на Северном куполе, основная – пластовая структурная. По фазовому составу – газоконденсатонефтяная.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>2</sup> на Северном куполе (район скважин №№ 5327 и 6555) – массивная структурная. По фазовому составу – нефтяная.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>2</sup> на севере ЦПЗ – пластовая структурная тектонически ограниченная. По фазовому составу – нефтяная с газовой шапкой.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>2</sup> на юге ЦПЗ, основная – пластовая структурная тектонически ограниченная. По фазовому составу – нефтяная с газовой шапкой.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>2</sup> на юге ЦПЗ (район скважин №№ 86 и 569) – пластовая структурная тектонически ограниченная. По фазовому составу – нефтяная с газовой шапкой.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>2</sup> на Южном куполе – пластовая структурная. По фазовому составу – нефтегазоконденсатная.

В пласте БУ<sub>11</sub><sup>3</sup> выделено 2 залежи.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>3</sup> на юге ЦПЗ – пластовая структурная. По фазовому составу – нефтяная.

Залежь пласта БУ<sub>11</sub><sup>3</sup> на Южном куполе – пластовая структурная. По фазовому составу – нефтегазоконденсатная.

Пласт БУ<sub>12</sub><sup>1</sup>

В пласте БУ<sub>12</sub><sup>1</sup> выделено 6 залежей.

Залежь пласта БУ<sub>12</sub><sup>1</sup> на Северном куполе – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – нефтегазоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>12</sub><sup>1</sup> на севере ЦПЗ – массивная. По фазовому составу – газоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>12</sub><sup>1</sup> на юге ЦПЗ – пластовая структурная тектонически экранированная. По фазовому составу – газоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>12</sub><sup>1</sup> на Южном куполе, основная – пластовая структурная тектонически экранированная. Залежь по фазовому составу – нефтегазоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>12</sub><sup>1</sup> на Южном куполе (район скважин №№ 555, 165 и 621) – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу залежь – нефтегазоконденсатная. С севера, запада и с юга залежь ограничена разломами, а с востока водонефтяным контактом.

Пласт БУ<sub>13</sub>

Залежь пласта БУ<sub>13</sub> на Южном куполе, основная – пластовая сводовая тектонически экранированная. По фазовому составу является нефтегазоконденсатной.

Горизонт БУ<sub>14</sub>

Залежь пласта БУ<sub>14</sub><sup>1</sup> на ЦПЗ (в районе скважин №№ 176 и 137) является пластовой тектонически ограниченной с запада, по составу флюидов – нефтегазоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>14</sub><sup>2</sup> на севере ЦПЗ (в районе скважины № 176) – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу – нефтегазоконденсатная.

Залежь пласта БУ<sub>14</sub><sup>2</sup> на севере ЦПЗ (в районе скважины № 137) – по типу является пластовой тектонически экранированной, по фазовому составу – нефтегазоконденсатной.

Залежь пласта БУ<sub>14</sub><sup>2</sup> на юге ЦПЗ (в районе скважины № 112) – пластовая тектонически экранированная. По фазовому составу – нефтяная.

Пласт БУ<sub>16</sub>

В пласте БУ<sub>16</sub><sup>1-2</sup> выделены 2 нефтегазоконденсатные залежи: северная в районе скважин №№ 142, 711 и 504 Уренгойской площади и южная – в районе скважин №№ 736 и 178 Уренгойской площади и скважин №№ 337 и 338 Восточно-Уренгойской площади, в основном расположенные на лицензионной территории ООО «Уренгойгазпром».

Южная нефтегазоконденсатная залежь с запада ограничена линией глинизации песчаного тела, с востока – внешним контуром нефтеносности.

В пласте БУ<sub>16</sub><sup>1-3</sup> выделена северная нефтяная залежь в районе скважины № 733 Уренгойской площади.

## **7. Параметры продуктивных пластов**

Обобщённые характеристики пористости, проницаемости, насыщенности и толщин коллекторов продуктивных пластов нижнего мела Уренгойского месторождения изменяются в широком диапазоне не только при переходе от пласта к пласту, но и в пределах отдельных пластов.

По керновым данным наименее изменчивым из всех параметров пласта является коэффициент пористости. Максимальное значение коэффициента вариации для него составляет 0,177 (пласт БУ<sub>11</sub><sup>1</sup>) или 17,7 %, в то время как для водоудерживающей способности коллекторов вариация достигает 36,2 % (пласт БУ<sub>11</sub><sup>1</sup>), а для коэффициента проницаемости она достигает 215 % (пласт БУ<sub>14</sub><sup>1</sup>).

Приведённые цифры по максимальным значениям коэффициента вариации не являются случайными аномалиями, а имеют закономерный характер, что видно из сравнения интервалов изменения коэффициента вариации по всем пластам. Для коэффициента пористости вариация изменяется от 7,5 % (пласт БУ<sub>16</sub><sup>1-3</sup>) до 17,7 % (пласт БУ<sub>11</sub><sup>1</sup>), для коэффициента водоудерживающей способности – от 15 % (пласт БУ<sub>16</sub><sup>1-2</sup>) до 36,2 % (пласт БУ<sub>11</sub><sup>1</sup>), а для коэффициента проницаемости от 79 % (пласт БУ<sub>16</sub><sup>1-3</sup>) до 215 % (пласт БУ<sub>14</sub><sup>1</sup>).

Похожая характеристика изменчивости ФЕС наблюдается и по данным ГИС. Вместе с тем, данная характеристика отличается по средним значениям параметров практически для всех пластов.

Оценки коэффициента пористости по данным ГИС для пластов БУ<sub>8</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>10</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>14</sub><sup>1</sup> значительно выше, чем по данным исследований кернов. Эти различия объясняются недостаточной представительностью в кернах высокопористых разностей коллекторов, а также тем, что эксплуатационные скважины пробурены на участках развития коллекторов с повышенными ФЕС, а поэтому доля высокопористых коллекторов по данным ГИС возрастает. Для остальных пластов различия коэффициента пористости по данным ГИС и исследованиям керна не превышают 0,02.

Средние значения коэффициента пористости по керну для разных пластов варьируют в интервале от 0,143 (пласт БУ<sub>8</sub><sup>0</sup>) до 0,165 (пласт БУ<sub>9</sub>); по данным ГИС – от 0,150 до 0,170.

На рисунке 3 приведены данные о характеристике изменчивости эффективных и эффективных нефтегазонасыщенных толщин пластов по скважинам, не попавшим в зоны замещения коллекторов глинами. Этим и объясняется тот факт, что на разных пластах учитывалось разное количество скважин.

Коэффициенты вариации эффективных толщин изменяются от 37 % (пласт БУ<sub>8</sub>) до 64% (пласт БУ<sub>11</sub><sup>1</sup>). При этом средние значения эффективных толщин изменяются от 5,56 м (пласт БУ<sub>13</sub>) до 25,87 м (пласт БУ<sub>9</sub>).

Коэффициенты вариации эффективных нефтенасыщенных толщин изменяются от 49 % (пласт БУ<sub>8</sub>) до 81 % (пласт БУ<sub>8</sub><sup>0</sup>). При этом средние значения эффективных нефтенасыщенных толщин изменяются от 2,76 м (пласт БУ<sub>13</sub>) до 10,30 м (пласт БУ<sub>16</sub><sup>1-3</sup>).

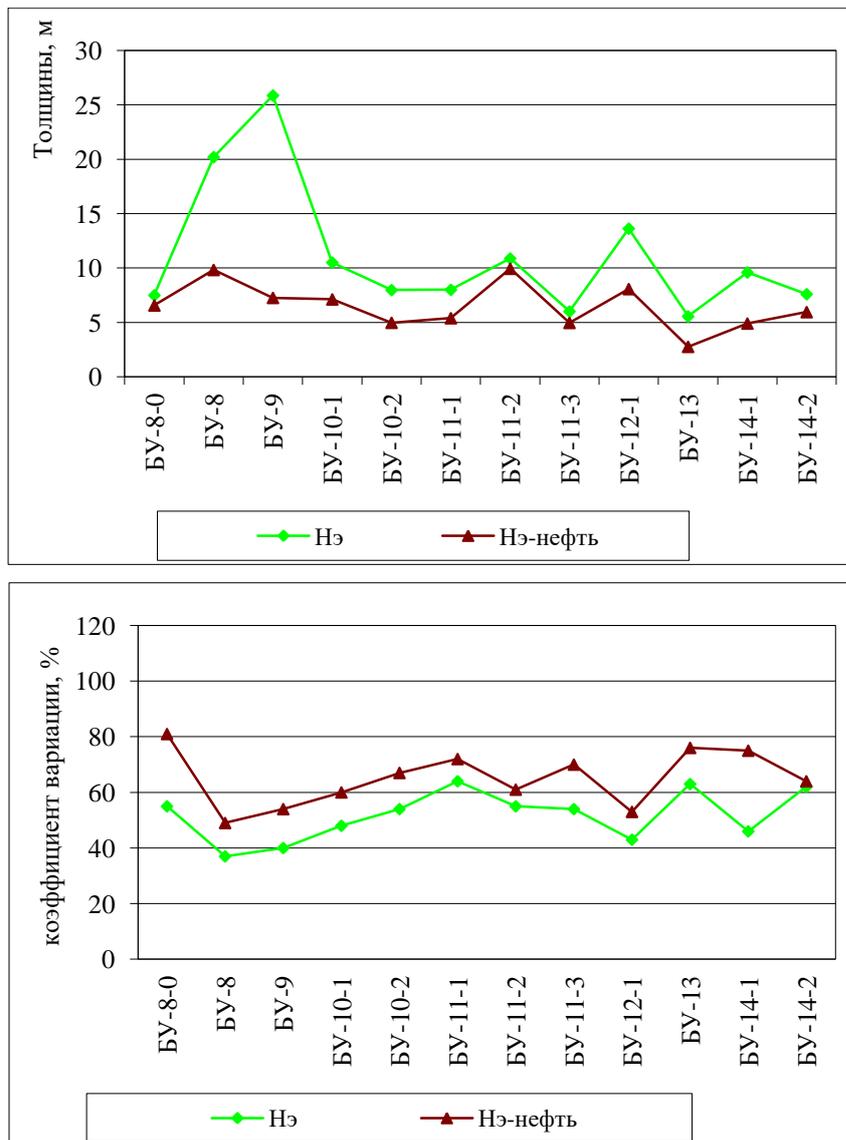


Рисунок 3 – Средние значения и коэффициент вариации эффективных толщин по пластам II-IV эксплуатационных объектов Уренгойского месторождения, содержащих запасы нефти

## 8. Гидрогеологическая характеристика

Рассматриваемое месторождение территориально приурочено к северу центральной части Западно-Сибирского мегабассейна. На территории Западно-Сибирской равнины выделен артезианский бассейн с двумя гидрогеологическими этажами в разрезе, разделёнными толщей глин турон-датского возраста. В составе нижнего гидрогеологического этажа, включающего основные нефте-

газоносные комплексы, большинством исследователей выделяется 3 гидрогеологических комплекса: апт-сеноманский, неокомский и юрский.

Верхний этаж включает 2 гидрогеологических комплекса: палеоген-четвертичный и олигоцен-туронский (последний имеет локальное распространение).

Верхний гидрогеологический этаж на территории Большого Уренгоя включает один олигоцен-четвертичный водоносный комплекс, особенностью которого является инфильтрация поверхностных вод, слабая минерализованность и в основном локальное распространение водоносных горизонтов.

Водовмещающие породы представлены песками, супесями, торфом. По химическому составу воды преимущественно гидрокарбонатно-натриевые. Минерализация не превышает 0,05 г/л. Толщина горизонта достаточно изменчива и весьма неравномерна, но не превышает 2 м. Глубина залегания подошвы горизонта определяется глубиной сезонного протаивания, которая изменяется от 0,5 до 2-3 м. Питание происходит за счёт инфильтрации атмосферных осадков и поверхностных вод. Разгрузка – в местные реки и озёра. Практического значения водоносный горизонт не имеет. Воды участков с опущенной кровлей многолетнемёрзлых пород распространены преимущественно в южной части территории. Водовмещающие породы – пески тонко-крупнозернистые, супеси. Воды горизонта гидравлически связаны с водами сезонно-талого слоя (СТС) и имеют близкий с последними химический состав и минерализацию. Толщина горизонта в зависимости от глубины залегания многолетнемёрзлых пород может достигать 10 и более метров. Глубина залегания уровня вод данного горизонта соответствует глубине залегания уровня вод СТС и определяется теми же причинами. Водообильность отложений несколько выше, чем водообильность отложений СТС.

Верхний гидрогеологический комплекс в составе нижнего этажа на площади Уренгойского месторождения может быть ограничен апт-альб-сеноманскими отложениями, хотя на отдельных участках эта наиболее песчаная и проницаемая часть нижнемелового разреза имеет гидродинамическую сооб-

щаемость с нижележащими проницаемыми пластами верхнего валанжина-баррема.

Химический состав пластовых вод изучен по 28 пробам, отобранным в ходе испытания водоносных пород. Пластовые воды сеномана хлоридно-натриевые относятся к хлоркальциевому типу  $rNa / rCl = 0,89-0,98$  по Сулину. Наряду с преобладающими ионами Na и Cl присутствуют ионы Ca, Mg и  $HCO_3$  (до 4,2 мг/экв.).  $NH_4$  в пробе из скважины № 8 отсутствует, в остальных отмечен в небольших количествах (6-35 мг/л). Сульфат-ионы или отсутствуют, или отмечаются в незначительных количествах (до 12 мг/л). Микрокомпоненты присутствуют в следующих концентрациях: Br – 42,7-47,6 мг/л, J – 10,3-19,5 мг/л,  $HVO_2$  – 0,9-77,9 мг/л. Нафтенновые кислоты отмечаются в виде следов.

Растворённый в пластовых водах газ имеет состав, аналогичный свободному газу. Содержание метана – 98,1 %, этана – 0,66 %, пропана – 0,02 %, бутана – 0,01 %. Негорючие газы составляют около 1 % (азот – 1 %, углекислый газ – 0,1 %). Инертные газы содержатся в следующих концентрациях: He – 0,022 %, Ar – 0,07 %. Газосодержание пластовых вод изменяется в пределах 900-1500 м<sup>3</sup>/т. Состав растворённого газа близок к свободному. Упругость растворённого газа, рассчитанная по пробе из скважины № 8, составляет 4,180 МПа. Дефицит упругости составляет порядка 4,5 МПа.

Нижний водоносный комплекс нижнего гидрогеологического этажа в разрезе Уренгойского месторождения остается наиболее слабо изученным.

## **9. Физико-химические свойства пластовых нефтей**

Физико-химические свойства пластовых нефтей определялись исследованием глубинных проб. Пласты БУ<sub>16</sub><sup>0</sup> – БУ<sub>16</sub><sup>1-3</sup> глубинными пробами не охарактеризованы. Отбор глубинных проб проводился пробоотборниками ВПП-300 и ПД-3 после отработки скважины в режиме с минимальной депрессией на пласт.

Отобранные пробы подвергались термодинамическим исследованиям с определением параметров пластовых нефтей и физико-химическим исследованиям сепарированной нефти с определением компонентного состава растворённого

газа дегазации. Всего по месторождению проанализирована 131 глубинная проба пластовой нефти по 59 скважинам.

В таблице 1 приведены усреднённые термодинамические свойства проб пластовых нефтей по пластам и объектам разработки. По пластам БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>10-11</sub> и БУ<sub>11</sub> массив исследованных скважин достаточно большой – от 7 до 22 скважин и, соответственно, термодинамические свойства пластовых нефтей можно считать установленными достаточно надёжно. Пласты БУ<sub>12</sub> и БУ<sub>14</sub> охарактеризованы одной-двумя скважинами, и информация по ним достоверной считаться не может. Обращает на себя внимание практическое постоянство средней плотности разгазированной нефти по пластам БУ<sub>8</sub> – БУ<sub>12</sub> – в пределах от 841 кг/м<sup>3</sup> до 844 кг/м<sup>3</sup>. Это говорит о постоянстве фракционного состава стабильной части нефти для всех пластов месторождения.

Таблица 1 – Глубинные пробы нефти Уренгойского месторождения (усреднение)

Пласт	Объект	Кол-во скважин	Пластовые условия		Давление насыщения при пластовой температуре, МПа		Стандартная сепарация при $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$					Плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$		Вязкость пластовой нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$
							газосодержание		плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$	объёмный коэффициент	усадка, %	пластовой	сепарированной	
			$\text{м}^3/\text{т}$	$\text{м}^3/\text{м}^3$			пласто-вой	сепари-рованной						
БУ <sub>8</sub>	2	7	27,5	75	min	14,31	107,52	90,68	0,895	1,253	20,16	652,0	835,0	0,48
					среднее	19,97	144,07	121,16	0,949	1,355	25,87	703,9	840,8	0,73
					max	26,46	210,76	175,90	0,996	1,522	34,31	745,0	844,1	0,83
БУ <sub>10-11</sub>	3	18	28,5	79	min	12,79	93,00	78,00	0,871	1,226	18,43	651,0	831,4	0,44
					среднее	18,83	141,97	119,28	0,970	1,353	25,74	710,8	842,4	0,69
					max	25,28	259,55	215,80	1,123	1,594	37,26	796,0	851,0	0,92
БУ <sub>11</sub>	3	22	28,5	79	min	12,64	102,61	86,74	0,856	1,252	20,15	664,7	834,7	0,36
					среднее	19,08	142,60	120,50	0,959	1,337	25,00	732,3	844,7	0,68
					max	25,23	221,43	183,33	1,100	1,498	33,24	784,1	851,0	0,88
БУ <sub>12</sub>	3	1	28,5	79		18,03	136,40	115,19	1,093	1,319	24,18	728,0	844,0	
БУ <sub>14</sub>	4	2	29,5	83	min	16,46	140,17	115,97	0,969	1,328	24,68	677,0	827,4	0,36
					среднее	19,08	167,34	139,00	0,984	1,390	27,89	696,0	830,1	0,44
					max	22,49	209,76	175,28	1,007	1,485	32,65	708,4	835,5	0,50

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Отчёт о НИР «Уточнённый проект разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения» / рук. Юшков Ю.Ф. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 1997.
2. Подсчёт запасов углеводородного сырья по месторождениям РАО «Газпром» (Уренгой, II-IV объекты) / Моргунов Н.С., Федорцова С.А, Жардецкий А.В. и др. – Москва-Тверь-Кимры: ГАЗГЕРС, 1995.
3. Дополнения к уточнённому проекту разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек Уренгойского месторождения: отчёт о НИР; отв. исп. Маслов В.Н., Юшков Ю.Ф. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2001 (фонды ООО «ТюменНИИгипрогаз»).
4. Проект разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2008.
5. Трёхмерные цифровые геологические и гидродинамические модели эксплуатационных объектов нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения, адаптированные по истории разработки: отчёт о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; руководитель Туренков Н.А. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2006.
6. «Обоснование прогнозных показателей добычи нефти и газа по разрабатываемым участкам до 2020 года» / рук. Лютомский С.М., Юшков Ю.Ф. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2006.
7. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Экологическая безопасность при разработке северных нефтегазовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 128 с.
8. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2012-2015. – Т. 1-4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013-2014. – Т. 1-4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів: Сполом, 2018. – 476 с.
13. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
14. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами: диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – Москва, 2013. – 432 с.
15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
17. Алхашман В.Х. Геология нефти // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 28-29.

18. Бобкова К.Ю., Сиротин Д.Г., Савенок О.В. Система подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) // Сборник тезисов Юбилейной 70-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ - 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму (18-20 апреля 2016 года, г. Москва). Секция 3 Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – Т. 1 – С. 363.
19. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Прогнозирование эффективности геолого-технических мероприятий // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 42-51.
20. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – № 2. – С. 179-197.
21. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) // Сборник научных трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84-95.
22. Кусов Г.В., Савенок О.В., Одунлами Казим Алан Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – № 4. – С. 120-133
23. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Сезар Лину Андре, Ганга Иванов Адриану Табита. Анализ гидродинамических исследований скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 51-76.
24. Поварова Л.В., Яковина А.С., Даниелян Г.Г. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Ковалевского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 89-100.

## REFERENCES

1. Otchyot o NIR «Utochnyonnyj proekt razrabotki gazokondensatnyh zalezhej i neftyanyh otorochek Urengoj'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya» / ruk. YUshkov YU.F. – Tyumen': TyumenNIIgiprogaz, 1997.
2. Podschyot zapasov uglevodородного syr'ya po mestorozhdeniyam RAO «Gazprom» (Urengoj, II-IV ob"ekty) / Morgunov N.S., Fedorcova S.A, ZHardeckij A.V. i dr. – Moskva-Tver'-Kimry: GAZGERS, 1995.
3. Dopolneniya k utochnyonnomu proektu razrabotki gazokondensatnyh zalezhej i neftyanyh otorochek Urengoj'skogo mestorozhdeniya: otchyot o NIR; otv. isp. Maslov V.N., YUshkov YU.F. – Tyumen': TyumenNIIgiprogaz, 2001 (fondy ООО «TyumenNIIgiprogaz»).
4. Proekt razrabotki gazokondensatnyh zalezhej i neftyanyh otorochek nizhnemelovyh otlozhenij Urengoj'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya na polnoe razvitie. – Tyumen': ООО «TyumenNIIgiprogaz», 2008.
5. Tryohmernye cifrovye geologicheskie i gidrodinamicheskie modeli ekspluatacionnyh ob"ektov nizhnemelovyh otlozhenij Urengoj'skogo mestorozhdeniya, adaptirovannye po istorii razrabotki: otchyot o NIR / ООО «TyumenNIIgiprogaz»; rukovoditel' Turenkov N.A. – Tyumen': ООО «TyumenNIIgiprogaz», 2006.

6. «Obosnovanie prognoznyh pokazatelej dobychi nefiti i gaza po razrabatyvaemym uchastkam do 2020 goda» / ruk. Lyutomskij S.M., YUshkov YU.F. – Tyumen': OOO «TyumenNIIgiprogaz», 2006.
7. Aliev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Ekologicheskaya bezopasnost' pri razrabotke severnyh neftegazovyh mestorozhdenij. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 128 s.
8. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013-2014. – T. 1-4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – 576 s.
12. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., YAremijchuk R.S. Osvoennya naftovih i gazovih sverdlovin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
13. Savenok O.V. Optimizaciya funkcionirovaniya ekspluatacionnoj tekhniki dlya povysheniya effektivnosti neftepromyslovyh sistem s oslozhnyonnymi uslovijami dobychi. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013. – 336 s.
14. Savenok O.V. Povysenie effektivnosti bazovyh i informacionno-upravlyayushchih tekhnologij pri razrabotke mestorozhdenij uglevodorodov s trudnoizvlekaemymi zapasami: dissertaciya na soiskanie uchyonoj stepeni doktora tekhnicheskix nauk. – Moskva, 2013. – 432 s.
15. Savenok O.V., Kachmar YU.D., YAremijchuk R.S. Neftegazovaya inzheneriya pri osvoenii skvazhin. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 s.
16. Savenok O.V., Ladenko A.A. Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 267 s.
17. Alhashman V.H. Geologiya nefiti // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2017. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefiti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 28-29.
18. Bobkova K.YU., Sirotin D.G., Savenok O.V. Sistema podgotovki gaza na Urengoj'skom gazokondensatnom mestorozhdenii (na primere UKPG-15) // Sbornik tezisov YUbilejnoj 70-oj Mezhdunarodnoj molodyozhnoj nauchnoj konferencii «Nef' i gaz - 2016», priurochennoj k III Nacional'nomu neftegazovomu forumu (18-20 aprelya 2016 goda, g. Moskva). Sekciya 3 Proektirovanie, sooruzhenie i ekspluataciya sistem truboprovodnogo transporta. – M.: RGU nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2016. – T. 1 – S. 363.
19. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Prognozirovaniye effektivnosti geologo-tekhnicheskix meropriyatij // Bulatovskie chteniya: materialy III Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2019 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2019. – T. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 42-51.
20. Kusov G.V., Savenok O.V. Modernizaciya nizkotemperaturnykh separatorov na Urengoj'skom gazokondensatnom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHOLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – № 2. – S. 179-197.
21. Kusov G.V., Savenok O.V. Analiz sistemy podgotovki gaza na Urengoj'skom gazokondensatnom mestorozhdenii (na primere UKPG-15) // Sbornik nauchnykh trudov po materialam Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Teoreticheskie i prikladnye issledovaniya v oblasti estestvennykh, gumanitarnykh i tekhnicheskix nauk» (17 iyunya 2016 goda, g. Prokop'evsk). – Prokop'evsk, 2016. – S. 84-95.

22. Kusov G.V., Savenok O.V., Odunlami Kazim Alan Sistema sbora i podgotovki gaza na primere UKPG-13 Urengojnskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2016. – № 4. – S. 120-133
23. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Sezar Linu Andre, Ganga Ivanov Adrianu Tabita. Analiz gidrodinamicheskikh issledovanij skvazhin na Urengojnskom neftegazokondensatnom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNKA. TEKHNLOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 1. – S. 51-76.
24. Povarova L.V., YAKovina A.S., Danielyan G.G. Podschyot zapasov nefti i rastvoryonnogo gaza Kovalevskogo mestorozhdeniya // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – T. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 2. – S. 89-100.

## GEOLOGICAL FUNDAMENTALS FOR DESIGNING OIL REFLECTIONS OF URENGOYSKOYE FIELD

**Nikitina Elena Alexandrovna**

«Gazprom bureniye» LLC, [ea.nikitina@bk.ru](mailto:ea.nikitina@bk.ru)

The article analyzes the geological material in order to develop the oil rims of the Urengoysskoye field. 24 productive formations are confined to the main facilities of the Urengoysskoye field currently being developed, of which the oil reserves in the formations from BU<sub>8</sub><sup>0</sup> to BU<sub>14</sub><sup>2</sup> are contained in the form of rims of ring and peak types, lined with water over the entire area. Currently, oil is produced at three development sites. The oil rims of the fourth, fifth and sixth sections are not currently being developed and are planned to be commissioned in the near future in order to achieve the approved oil recovery factor, despite the unprofitability of oil production, since the energy state of productive formations containing oil rims indicates that the possibility of further oil production only of the developed plots are almost exhausted. When performing the work, the project documents for the development of the field, as well as the results of the author's support for the implementation of the main design decisions, were used as initial data.

**Keywords:** characteristics of the area of work; history of field design and development; geological characteristics of the field; lithological and stratigraphic char-

acteristics of the productive section; tectonics and oil and gas; reservoir parameters and hydrogeological characteristics; physical and chemical properties of reservoir oils.