

УДК 553.984/550.8.072

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-24-37

## Типы взаимодействия пород ачимовской толщи и баженовской свиты

**А. Г. Лаптей**

*Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия  
Anastasia1608@mail.ru*

**Аннотация.** Многие месторождения северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района были открыты в 1960–1970-х годах. В настоящее время в связи с выработкой запасов крупных залежей простого строения восстановление ресурсной базы и поддержание уровня добычи нефтегазодобывающих организаций являются одной из основных задач. Выполнение ее возможно за счет освоения новых территорий, увеличения глубин поисково-разведочного бурения, доразведки залежей сложного строения.

Остаточные запасы исследуемой территории приурочены к ачимовской толще и резервуарам в аномальных разрезах баженовской свиты (АРБ).

В работе рассмотрены типы залежей в ачимовской толще при нормальном и аномальном строении баженовской свиты. Автором предлагается классификация залежей нефти в фондоформной части клиноформ. Данная классификация наглядно показывает возможные взаимоотношения ачимовской толщи и нижележащих битуминозных отложений баженовской свиты.

Некоторые залежи, связанные с резервуарами в АРБ, могут являться пропущенными объектами, соответственно, необходима их доразведка. Поскольку резервуары ачимовской толщи и АРБ имеют разные свойства, то при планировании геолого-технологических мероприятий по извлечению нефти их необходимо дифференцировать.

**Ключевые слова:** клиноформа, ачимовская толща, аномальный разрез баженовской свиты, геологические модели

**Для цитирования:** Лаптей, А. Г. Типы взаимодействия пород ачимовской толщи и баженовской свиты / А. Г. Лаптей. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-24-37 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 1. – С. 24–37.

## Types of interaction between rocks of Achimov sequence and Bazhenov formation

**Anastasia G. Laptey**

*Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia  
Anastasia1608@mail.ru*

**Abstract.** Many fields in the northeastern part of Surgut oil and gas region were discovered in 1960s-1970s. Currently, because to the development of reserves of large deposits of simple structure the restoration of the resource base and maintenance of the production level of oil and gas producing organizations are the main tasks. Its implementation is possible due to the develop-

ment of new territories, increasing the depth of prospecting drilling, additional exploration of deposits of complex structure.

Residual reserves of deposits in the studied area are confined to Achimov sequence and reservoirs in anomalous section of the Bazhenov formation.

The article considers the types of deposits in Achimov sequence with normal and anomalous structure of Bazhenov formation. The author proposes a classification of oil deposits in the fondoform part of clinoforms. This classification clearly shows the possible relationship between Achimov sequence and the underlying bituminous deposits of Bazhenov formation.

Some deposits associated with reservoirs in anomalous section of the Bazhenov formation may be missed targets; therefore, additional exploration is required. Since the reservoirs of Achimov sequence and anomalous section of the Bazhenov formation have different properties, it is necessary to differentiate them when planning geological and technological measures to extract oil.

*Keywords:* clinoform, Achimov sequence, anomalous sections of the Bazhenov formation, geological models

*For citation:* Laptey, A. G. (2022). Types of interaction between rocks of Achimov sequence and Bazhenov formation. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 24-37. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-24-37

## **Введение**

Большинство месторождений северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области были открыты в 1960–1970 годах. За период их разработки запасы крупных залежей простого строения практически выработаны. В то же время восстановление ресурсной базы и поддержание уровня добычи нефти являются одной из основных задач нефтегазодобывающих компаний. Ее выполнение возможно за счет освоения новых территорий, увеличения глубин поисково-разведочного бурения, доразведки залежей сложного строения.

Остаточные запасы исследуемой территории приурочены к ачимовской толще и резервуарам в аномальных разрезах баженовской свиты (АРБ).

Основной целью данной работы является повышение достоверности прогноза свойств залежей в ачимовской толще и в телах ее внедрения в баженовскую свиту. Задачи исследования:

- 1) систематизация представлений о типах резервуаров в фондоформной части клиноформ;
- 2) построение классификации залежей нефти в фондоформной части клиноформ на основе установленных взаимоотношений пластов Ач и Ю0;
- 3) построение и анализ геологических моделей залежей нефти, приуроченных к пластам Ач и Ю0; обобщение полученных данных по продуктивности исследуемых резервуаров.

## **Объект и методы исследования**

*Систематизация представлений о типах резервуаров в фондоформной части клиноформ*

Основной единицей расчленения неокомского нефтегазоносного комплекса является клиноформа. Термин «клиноформа» применительно к неокомскому комплексу стал использоваться только в 1980-х годах [1]. В стратиграфический кодекс России этот термин был введен в 2000 году в раз-

деле, посвященном сиквенс-стратиграфическим подразделениям, как термин свободного пользования для клиновидных седиментационных тел [2]. Верхняя, средняя и нижняя части клиноформы называются ундаформа, ортоформа и фондоформа [3]. Эти названия соответствуют модели формирования неокома А. Л. Наумова [4, 5]: шельф, континентальный склон и подножие склона (рис. 1). Внутри каждой клиноформы выделяются песчаные пласты, пачки алевролитов и глин. В кровле обычно залегает пачка тонкоотмученных глин [6]. Средняя мощность клиноформ не превышает 400–500 м, однако суммарная их мощность достигает 20 км [7]. Обычная ширина клиноформ составляет 20–50 км, изученная длина достигает 800–1 000 км.

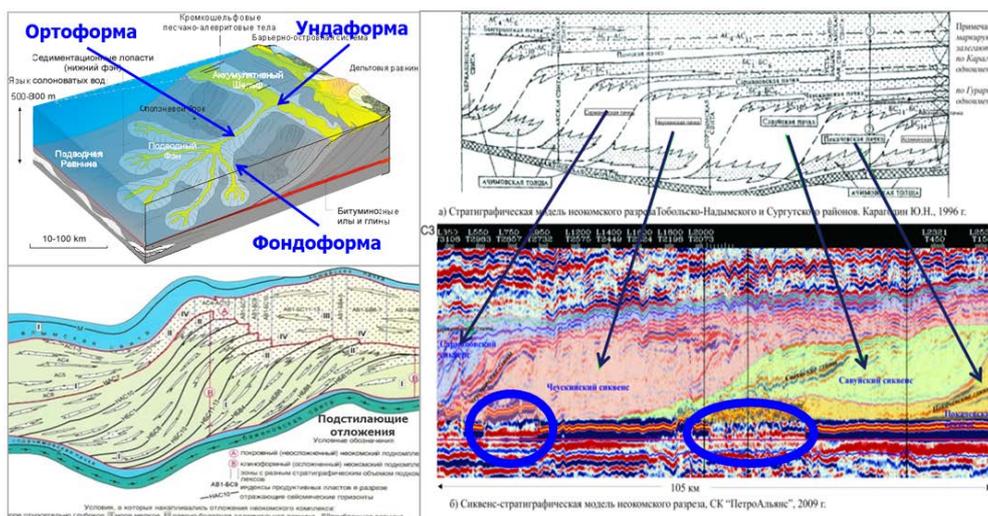


Рис. 1. Клиноформное строение<sup>1</sup> неокомского нефтегазоносного комплекса [8, 9] (синими овалами выделены аномальные разрезы баженовской свиты)

Неокомский комплекс подстилается отложениями баженовской свиты. Она является региональным репером, ее кровля представляет собой опорный отражающий горизонт. Характерная ее особенность на рассматриваемой территории — наличие аномальных разрезов (см. рис. 1).

Нормальное залегание, точнее налегание ачимовских пластов, наблюдается в виде постепенного выклинивания песчаных тел, представляющих собой отложения подводных конусов выноса [10], и сопровождается формированием подачимовской глинистой пачки, залегающей непосредственно на выдержанной по мощности баженовской свите.

Если нормальное залегание баженовской свиты было нарушено постседиментационными процессами, то на таких участках выделяются ее аномальные разрезы. АРБ представляют собой локальные участки распространения мощных терригенных пластов, расклинивающих битуминозные органо-кремнистые отложения баженовской свиты [11].

<sup>1</sup>Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа — Югры: атлас / ГП ХМАО «НАЦ РН им. Шпильмана». — Ханты-Мансийск, 2007. — 193 с.

Одной из основных гипотез формирования АРБ является модель подводно-оползневого генезиса, выдвинутая А. А. Неждановым в 1985 г. [12]. Согласно этой гипотезе, причина образования АРБ — раннемеловые подводно-оползневые явления, спровоцированные землетрясениями [8, 9], приводящие к смятию, разрыву и отрыву литифицированных битуминозных глин от подстилающих пород, их деформации и раскалыванию по вертикали на отдельные пластины (бажениты), и внедрению между ними принесенного обломочного материала ачимовской толщи [8, 9].

Авторами [13] был проведен анализ современных оползней, который показал, что средний объем оползневой массы составляет около  $1 \text{ км}^3$ . Около половины подводных оползней формируются на седиментационных склонах. Примерно у 20 % оползней уклон породившего склона составляет  $1\text{--}2^\circ$ , что соответствует седиментационному склону Западно-Сибирского палеоморя (20 м/км). Согласно исследованиям [14], во время накопления ачимовских резервуаров оползни являлись распространенным явлением, а значит, ачимовские осадки могли массово внедряться в юрские.

Изученным современным оползнем является оползень Afen Slide в Северном море [15]. Его размеры составляют около  $4 \times 13 \text{ км}$  при высоте склона около 200 м и уклоне около 25 м/км ( $1\text{--}2^\circ$ ). По своим характеристикам он соответствует оползням, которые формировали ачимовские отложения. Зона его обрушения соответствует клиноформному склону, а зона растекания — фондоформной части склона [16]. При формировании Afen Slide происходило многостадийное обрушение седиментационного склона (рис. 2).

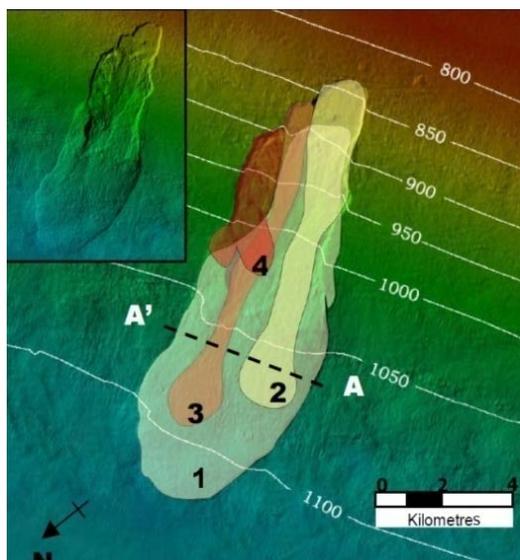


Рис. 2. Схема образования подводного оползня Afen Slide [15]

Изучением строения и условий образования АРБ в разные годы занимались В. С. Бочкарев, Ф. Г. Гурари, В. А. Корнев, О. М. Мкртчян, А. Л. Наумов, А. А. Нежданов, В. С. Славкин, В. П. Сонич, Г. С. Ясович и др.

Неоднократно проводились исследования по определению возраста пород аномальных разрезов баженовской свиты. Впервые подтверждение разновозрастности пород АРБ было получено при обработке образца керна скважины 307 Северо-Конитлорского месторождения [17]: в темно-серых обломках баженитов найдены фораминиферы верхневолжского возраста, а во вмещающих их светло-серых алевролитах обнаружена ранневаланжинская споропыльца. Значит, на Северо-Конитлорском месторождении АРБ сформировался в ранневаланжинское время за счет внедрения в бажениты пульпы подводного оползня при обрушении седиментационного склона при боковом заполнении палеобассейна.

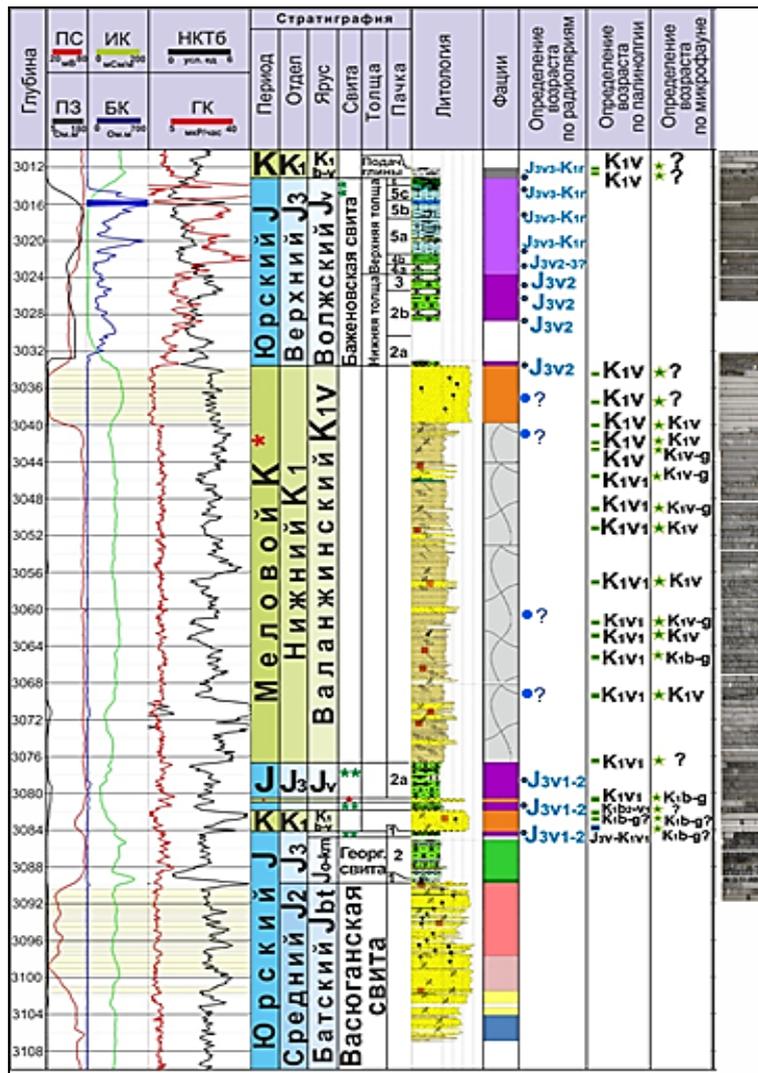


Рис. 3. Результаты биостратиграфического определения возраста пород АРБ в скв. 412Р Имилорского месторождения (Н. Н.Гатина, 2017 г.)

Еще одним примером определения возраста пород АРБ на исследуемой территории является скважина 412Р Имилорского месторождения, в

которой при бурении был отобран керн из АРБ, перекрывающих и подстилающих отложений [10]. Определения возраста сделаны на основе изучения биофоссилий: фораминифер, радиолярий, остатков микрофитопланктона (цист динофлагеллят), спор и пыльцы наземных растений. Группам микропалеонтологов и полинологов были переданы образцы без стратиграфической привязки. Обобщение материалов осуществлялось ответственным исполнителем работ по исследованию керна. Анализ показал, что высокоуглеродистые глинисто-карбонатно-кремнистые породы (бажениты) имеют волжский возраст (J3v1), а терригенные породы тела внедрения имеют ранневаланжинский возраст (K1v1) и расклинивают в разрезе породы баженовской свиты средневолжского возраста (J3v2) [10] (рис. 3). Данные выводы согласуются с оползневой моделью образования АРБ.

Согласно исследованиям В. С. Славкина и др. [19], в клиноформах выделяются песчаные тела 4 типов (рис. 4), отличающихся по морфологии, палеогеоморфологической приуроченности и условиям образования: внутришельфовые, кромкошельфовые (ундаформные), склоновые (клиноформные) и депрессионные (фондоформные). На рисунке 4 из работы [19] приводится принципиальная схема сейсмостратиграфической привязки песчаных тел. Подробное описание положения и геометрии кромкошельфовых песчаных тел на примере неокомских продуктивных горизонтов Приобской зоны приводится в работе [20].

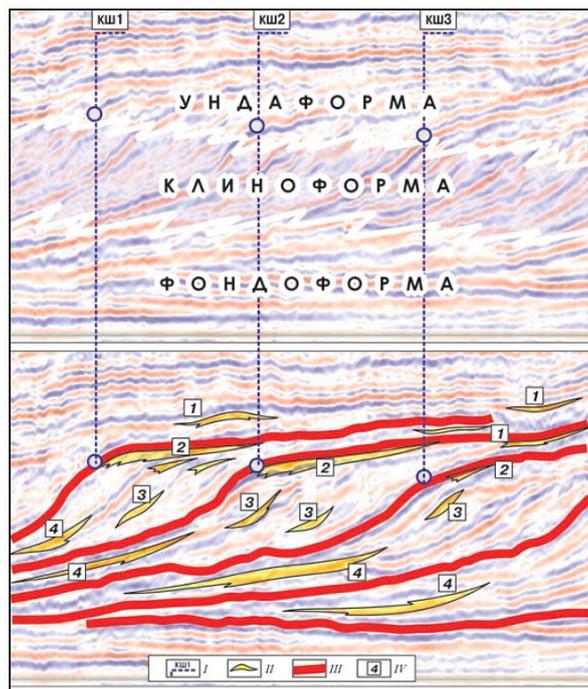


Рис. 4. **Схема строения клиноформных отложений неокома Западной Сибири.**  
 Границы: I — кромка палеошельфа; II — песчаные тела разного генезиса; III — основные отражающие горизонты; IV — индекс типа песчаных тел: 1 — шельфовые; 2 — кромкошельфовые; 3 — склоновые; 4 — фондоформные (депресссионные) [19]

Таким образом, систематизация представлений о типах резервуаров в фондоформной части клиноформ позволяет сделать следующие основные выводы.

- Основной объем ачимовских резервуаров представляет собой систему постепенно выклинивающихся песчаных тел, представляющих собой отложения подводных конусов выноса.
- Терригенные резервуары в аномальных разрезах баженовской свиты являются результатом подводно-оползневых процессов, происшедших в раннемеловое время. Соответственно, их следует рассматривать как составную часть Ачимовского нефтегазоносного подкомплекса. Сформулированный вывод обоснован имеющимися палеонтологическими данными.

#### *Классификация залежей нефти в фондоформной части клиноформ*

На основе теоретических знаний были построены геологические модели залежей нефти ачимовской толщи, а также связанные с АРБ чеускинских и савуйских циклитов по нескольким месторождениям Широного Приобья. Основные принципы геологического моделирования многопластовых объектов, осложненных областями развития аномальных разрезов баженовской свиты, приведены в статье [16].

При анализе этих моделей выделены основные типы залежей ачимовской толщи и тел ее внедрения в баженовскую свиту:

- 1) пластово-сводовая Ач (фондоформные ачимовские тела);
- 2) пластово-сводовая Ач, литологически ограниченная непродуктивным АРБ (фондоформные ачимовские тела);
- 3) пластово-сводовая Ач + Ю0 (фондоформные ачимовские тела и тела внедрения в баженовскую свиту):
  - 3.1) единая гидродинамически связанная залежь Ач + Ю0;
  - 3.2) залежи Ач и Ю0 с разными уровнями водонефтяных контактов (ВНК);
- 4) пластово-сводовая Ю0, литологически ограниченная непродуктивными Ач (тела внедрения в баженовскую свиту);
- 5) пластово-сводовая Ю0 (тела внедрения в баженовскую свиту).

Граница АРБ может быть повсеместно развита по площади исследуемого участка или же представлять собой локальные «острова» баженовской свиты, связанные в основном с повторными внедрениями ачимовских оползней [16].

Классификация залежей нефти в фондоформной части клиноформ показана на рисунке 5.

Являясь нефтематеринской породой, баженовская свита отдавала углеводороды нижележащим юрским и вышележащим неокомским коллекторам. При этом в зонах развития АРБ в связи с непосредственным контактом отложений ачимовских пластов и отложений баженовской свиты миграция углеводородов происходила в основном в вышележащие неокомские отложения [21].

#### *Геологические модели залежей нефти, приуроченных к пластам Ач и Ю0*

Далее, на примерах месторождений северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района продемонстрированы подсчетные планы и разрезы по каждому представленному типу залежи (рис. 6).

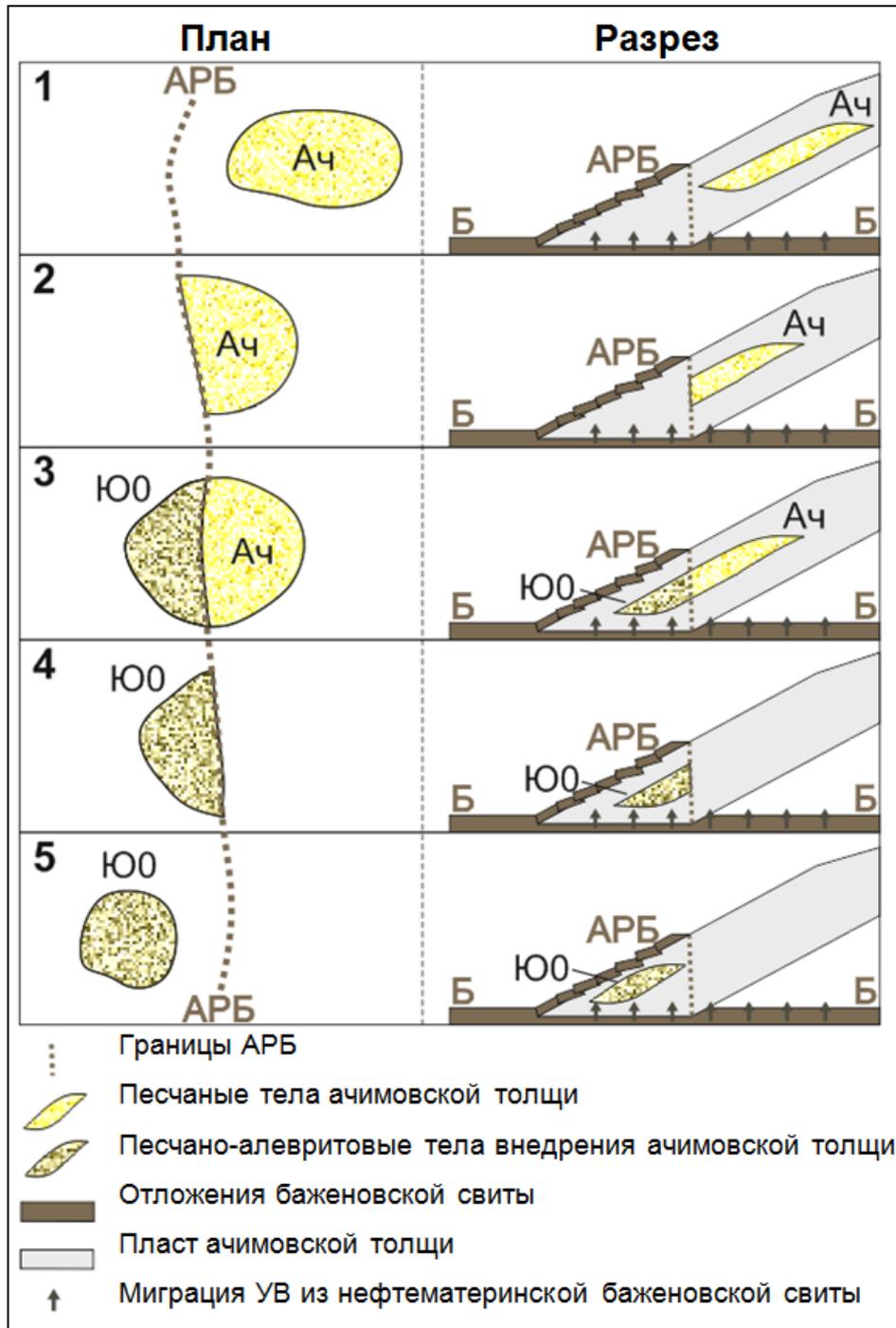


Рис. 5. Типы залежей пластов Ач и Ю0: 1 — пластово-сводовая Ач; 2 — пластово-сводовая Ач, литологически ограниченная непродуктивным АРБ; 3 — пластово-сводовая Ач + Ю0; 4 — пластово-сводовая Ю0, литологически ограниченная непродуктивными Ач; 5 — пластово-сводовая Ю0

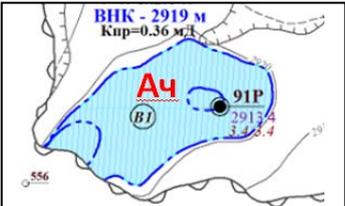
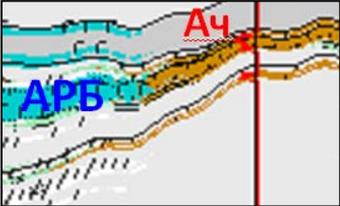
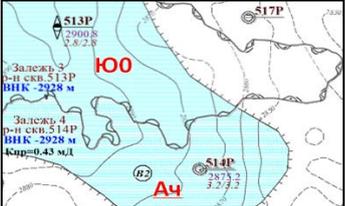
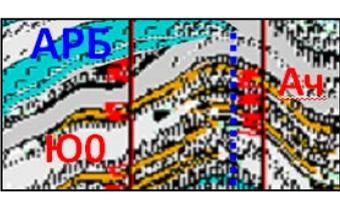
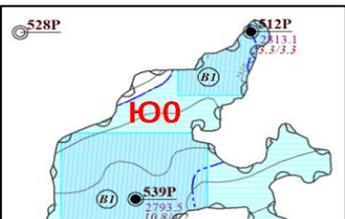
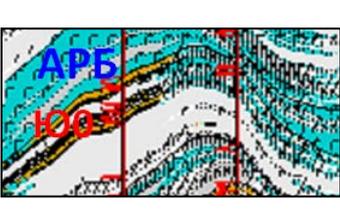
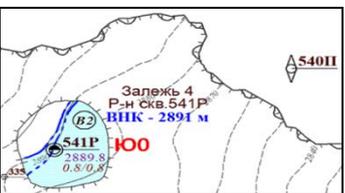
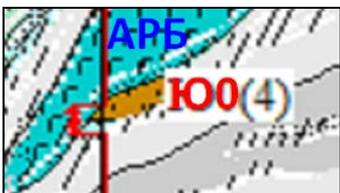
Тип залежи	Подсчетный план	Разрез
1. Пластово-сводовая Ач	Пластово-сводовая залежь Ач	
2. Пластово-сводовая Ач, литологически ограниченная АРБ		
3. Пластово-сводовая Ач + Ю0	Литологически ограниченные залежи Ач и Ю0 с единым уровнем ВНК	
		
4. Пластово-сводовая Ю0, литологически ограниченная непродуктивными Ач	Залежь Ю0, ограниченная АРБ	
		
5. Пластово-сводовая Ю0	Литологически ограниченная залежь Ю0	
		

Рис. 6. Примеры залежей разных типов пластов Ач и Ю0

Была проведена сопоставительная оценка размеров залежей разных типов, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов (пористость, нефтенасыщенность), а также оценка начальных дебитов нефти по нескольким месторождениям исследуемого района. В таблице представлена характеристика залежей.

Залежи типов 1–2 ачимовской толщи имеют большое распространение по площади, содержат в себе коллекторы с лучшими ФЕС и высокими толщинами, средние дебиты нефти составляют 12–13 м<sup>3</sup>/сут. Залежи пластов Ю0 типов 4–5 в основном локализованы по площади, имеют низкие толщины, характеризуются низкими ФЕС и, соответственно, дебитами нефти (3–4 м<sup>3</sup>/сут).

**Характеристика залежей Ач и Ю0**

Залежь	Средняя площадь, млн м <sup>2</sup>	Нефтенасыщенная толщина, м мин. – макс. ср.	ФЕС, д.ед.		Дебиты нефти, м <sup>3</sup> /сут мин. – макс. ср.
			мин. – макс. ср.		
			Кпор	Кн	
1. Пластово-сводовая Ач	65	<u>1,9 – 15,3</u> 8,3	<u>0,14 – 0,17</u> 0,16	<u>0,39 – 0,64</u> 0,58	<u>2 – 43</u> 13
2. Пластово-сводовая Ач, литологически ограниченная непродуктивным АРБ	55	<u>1,8 – 14,8</u> 7,1	<u>0,13 – 0,18</u> 0,15	<u>0,40 – 0,62</u> 0,56	<u>2 – 33</u> 12
3. Пластово-сводовая Ач + Ю0	61	<u>1,8 – 8,8</u> 5,2	<u>0,11 – 0,16</u> 0,14	<u>0,36 – 0,61</u> 0,53	<u>1 – 32</u> 9
4. Пластово-сводовая Ю0, литологически ограниченная непродуктивными Ач	9	<u>1,8 – 8,2</u> 3,8	<u>0,11 – 0,14</u> 0,12	<u>0,36 – 0,55</u> 0,46	<u>1 – 9</u> 4
5. Пластово-сводовая Ю0	5	<u>1,5 – 6,3</u> 2,6	<u>0,10 – 0,13</u> 0,11	<u>0,35 – 0,54</u> 0,45	<u>1 – 8</u> 3

Ранее [16] был проведен анализ данных керна ачимовской толщи и пласта Ю0 по скважинам Имилорского месторождения.

Согласно шлифам, ачимовские резервуары образованы наиболее качественным песчаником, имеют небольшое содержание цемента (2 %), открытые поры составляют 10–11 %.

Пласт Ю0 является ухудшенным коллектором (26 % — цемент), открытые поры составляют около 3 %.

Полученные выводы по массиву шлифов подтверждаются анализом гранулометрического состава.

### Результаты

Анализ литературных источников позволяет сделать вывод, что основными типами резервуаров в фондоформной части неокотских клиноформ являются следующие:

- постепенно выклинивающиеся песчаные тела, представляющие собой отложения подводных конусов выноса;
- терригенные резервуары в аномальных разрезах баженовской свиты, сформированные в результате подводно-оползневых процессов, происходивших в раннемеловое время. Соответственно, их следует рассматривать как составную часть Ачимовского нефтегазоносного подкомплекса.

Анализ геологического строения открытых залежей нефти в фондоформной части клиноформ позволил построить их классификацию, включающую пять типов. Основанием для нее являются взаимоотношения и степень гидродинамической связи классических ачимовских резервуаров и резервуаров, приуроченных к АРБ. Для каждого типа залежи приведены соответствующие примеры на геологических моделях исследуемого района.

Построенная классификация стала основой для обобщения данных по залежам в фондоформной части клиноформ северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района. Установлено, что средняя площадь залежей в классических ачимовских резервуарах и объединенных резервуарах Ач + Ю0 составляет около 60 тыс. м<sup>2</sup>, средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина — около 7 м, пористость около 15 %, коэффициент нефтенасыщенности — около 0,56, дебиты нефти — около 11 м<sup>3</sup>/сут. Параметры залежей в пласте Ю0 значительно ниже: площадь — около 7 км<sup>2</sup>, средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина — около 3 м, пористость — около 11,5 %, коэффициент нефтенасыщенности — около 0,46, дебиты нефти — около 3,5 м<sup>3</sup>/сут.

### **Выводы**

Предложена классификация залежей нефти в фондоформных частях клиноформ. Всего выделено пять типов залежей: залежи в пластах Ач; залежи в пластах Ач, ограниченные АРБ; залежи в пластах Ач и Ю0; залежи в пласте Ю0, ограниченные АРБ; залежи в пласте Ю0.

Проведенный анализ свойств коллекторов пластов ачимовской толщи Ач и тел ее внедрения в баженовскую свиту Ю0 показал, что они существенно отличаются по своим свойствам. Коллекторы Ю0 характеризуются значительно более низким качеством, в основном за счет повышенной цементизации.

При планировании геолого-технологических мероприятий по извлечению нефти из резервуаров Ач и Ю0, особенно в случае объединенных резервуаров, необходимо учитывать их вышеописанные особенности.

### **Список источников**

1. Дополнения к Стратиграфическому кодексу России = Supplements to the Stratigraphic code of Russia / М-во природ. ресурсов Рос. Федерации [и др.] ; [авт. и сост. А. И. Жамойда и др.]. – Санкт-Петербург : Изд-во ВСЕГЕИ, 2000. – 112 с. – Текст : непосредственный.
2. Кунин, Н. Я. Новые возможности сеймостратиграфических исследований при региональных работах на нефть и газ / Н. Я. Кунин. – Текст : непосредственный // Советская геология. – 1983. – № 11. – С. 109–120.

3. Rich, J. L. Three critical environments of deposition, and criteria for recognition of rocks deposited in each of them / J. L. Rich. – DOI 10.1130/0016-7606(1951)62[1:TCEODA]2.0.CO;2. – Direct text // Geological Society of America Bulletin. – 1951. – Vol. 62, Issue 1. – P. 1–20.
4. Волков, В. А. К вопросу о механизме образования неокомских клиноформ Западной Сибири / В. А. Волков. – Текст : электронный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2014. – № 26. – URL: <http://www.oilnews.ru/26-26/k-voprosu-o-mexanizme-obrazovaniya-neokomskix-klinofom-zapadnoj-sibiri/>.
5. Наумов, А. Л. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья / А. Л. Наумов, Т. М. Онищук, М. М. Биншток. – Текст : непосредственный // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. – 1977. – Вып. 64. – С. 39–49.
6. Гурари, Ф. Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений) : монография / Ф. Г. Гурари ; М-во природ. ресурсов РФ, Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минер. сырья (СНИИГГиМС). – Новосибирск : СНИИГГиМС, 2003. – 141 с. – Текст : непосредственный.
7. Игошкин, В. П. Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири / В. П. Игошкин, А. Е. Шпезингер. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 1990. – Т. 31, № 8. – С. 16–20.
8. Опыт геолого-геофизического моделирования «аномальных» разрезов баженовской свиты / В. Ф. Гришкевич, В. Е. Касаткин, С. Ф. Кулагина [и др.]. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2006. – № 2. – С. 23–27.
9. Построение единой геологической модели Тевлинско-Русскинского месторождения с расширением на Кочевское, Северо-Кочевское и Северо-Конитлорское месторождения. В двух томах / ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед ; отв. исполн. О. В. Чернова [и др.]. – Москва, 2009. – 385 с. – Текст : непосредственный.
10. Геомеханическая модель формирования аномальных разрезов баженовской свиты : физическое моделирование и практическое применение / В. Ф. Гришкевич, С. В. Лагутина, Е. В. Панина [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 3. – С. 33–47.
11. Наумов А. Л. Собрание трудов / Составитель и редактор Л. О. Ядренников. – 2015. – 161 с. – URL: <http://www.dx-rc.narod.ru/naumov>. – Текст : электронный.
12. Нежданов, А. А. Аномальные разрезы баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика / А. А. Нежданов, Н. Н. Туманов, В. А. Корнев. – Текст : непосредственный // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии : труды ЗапСибНИГНИ. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1985. – С. 64–71.
13. Size distribution of submarine landslides along the U.S. Atlantic margin / J. D. Chaytor, U. S. ten Brink, A. R. Solow, B. D. Andrews. – DOI 10.1016/j.margeo.2008.08.007. – Direct text // Marine Geology. – 2009. – Vol. 264, Issues 1–2. – P. 16–27.
14. Submarine Landslides : Selected Study in the U.S. Exclusive Economic Zone / Edited by W. C. Schwab, Y. J. Lee, D. C. Twichell. – U.S. Geological Survey bulletin, 2002. – 204 p. – URL: <https://dggs.alaska.gov/webpubs/usgs/b/text/b2002.pdf>. – Text : electronic.
15. Wilson, C. K. The Afen Slide — A Multistaged Slope Failure in the Faroeshetland Channel / C. K. Wilson, D. Long, J. Bulat. – DOI 10.1007/978-94-010-0093-2\_35. – Direct text // Submarine Mass Movements and Their Consequences. – 2003. – Vol. 19. – P. 317–324.
16. Laptey, A. Anomalous Achimov and Bazhenov Sequence's Modeling / A. Laptey, S. Dolmatova. – Text : electronic // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Moscow, October, 24–26, 2016. – URL: <https://doi.org/10.2118/182138-MS>. – Published: October, 24, 2016.
17. О возрасте отложений аномальных разрезов пограничных слоев юры и мела по скважинам Северо-Конитлорского месторождения (предварительное сообщение) / Ю. В. Брадучан, Н. К. Глушко, В. К. Комиссаренко [и др.]. – Текст : электронный // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. – 2005. – № 16. – URL: <http://www.oilnews.ru/16-16/o-vozhaste-otlozhenij-anomalnyx-razrezov-pogranichnyx-sloevyu-ryimela-po-skvazhinam-severo-konitlorskogo-mestorozhdeniya-predvaritelnoe-soobshhenie/>
18. Сейсмолитологические модели неокомских клиноформ Приобско-Салымской зоны / В. С. Славкин, Н. С. Шик, А. А. Гусейнов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1994. – № 5–6. – С. 47–52.

19. Новые направления геологоразведочных работ на западе Енисей-Хатангского прогиба (правобережье Енисея) / А. А. Поляков, Е. В. Фомина, А. В. Исаев, С. М. Карпухин. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 1(26). – С. 2–6.

20. Приобская нефтеносная зона Западной Сибири : системно-литологический аспект / Ю. Н. Карогодин, С. В. Ершов, В. С. Сафонов [и др.] ; под редакцией А. А. Трофимук ; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Объед. ин-т геологии, геофизики и минералогии [и др.]. – Новосибирск : Изд-во СО РАН : Науч.-изд. центр ОИГГМ, 1996. – 252 с. – Текст : непосредственный.

21. Олейник, Е. В. Анализ закономерностей строения баженовской свиты в связи с нефтегазоносностью клиноформной части неокомских отложений на территории ХМАО : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка горючих ископаемых» : диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Олейник Елена Владимировна ; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 2019. – 154 с. – Текст : непосредственный.

### References

1. Zhamoyda, A. I., Kovalevskiy, O. P., Koren', T. N., Margulis, L. S., Predtechenskiy, N. N., Rublev, A. G.,... Shkatova, V. K. (2000). Supplements to the Stratigraphic code of Russia. St. Petersburg, Russian Geological Research Institute Publ., 112 p. (In Russian).

2. Kunin, N. Ya. (1983). Novye vozmozhnosti seismostratigraficheskikh issledovaniy pri regional'nykh rabotakh na nef' i gaz. Sovetskaya geologiya, (11), pp. 109-120. (In Russian).

3. Rich, J. L. (1951). Three critical environments of deposition, and criteria for recognition of rocks deposited in each of them. Geological Society of America Bulletin, 62(1), pp. 1-20. (In English). DOI: 10.1130/0016-7606(1951)62[1:TCEODA]2.0.CO;2

4. Volkov, V. A. (2014). K voprosu o mekhanizme obrazovaniya neokomskikh klinoform Zapadnoy Sibiri. Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (26). (In Russian). Available at: <http://www.oilnews.ru/26-26/k-voprosu-o-mexanizme-obrazovaniya-neokomskix-klinoform-zapadnoj-sibiri/>

5. Naumov, A. L., Onishchuk, T. M. & Binshtok, M. M. (1977). Ob osobennostyakh formirovaniya razreza neokomskikh otlozheniy Srednego Priob'ya. Geologiya i razvedka nef'tyanykh i gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri, (64), pp. 39-49. (In Russian).

6. Gurari, F. G. (2003). Stroenie i usloviya obrazovaniya klinoform neokomskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity (istoriya stanovleniya predstavleniy). Novosibirsk, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials Publ., 141 p. (In Russian).

7. Igoshkin, V. P. & Shpezinger, A. E. (1990). Geneticheskie tipy neokomskikh klinoform Zapadnoy Sibiri. Geologiya i geofizika, 31(8), pp. 16-20. (In Russian).

8. Grishkevich, V. F., Kasatkin, V. E., Kulagina, S. F., Predein, S. A., Teploukhova, I. A., & Khafizov, F. Z. (2006). Opyt geologo-geofizicheskogo modelirovaniya "anomal'nykh" razrezov bazhenovskoy svity. Russian Geophysics, (2), pp. 23-27. (In Russian).

9. Chernova, O. V., Pustovalova, S. M., Kargova, N. F. & Shvedova, I. I. (Eds.) (2009). Postroenie edinoy geologicheskoy modeli Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya s rasshireniem na Kochevskoe, Severo-Kochevskoe i Severo-Konitlorskoe mestorozhdeniya. PetroAl'yans Servis Kompani Limited. Moscow, 385 p. (In Russian).

10. Grishkevich, V. F., Lagutina, S. V., Panina, E. V., Dolmatova, S. S., Laptey, A. G., Toropov, E. S.,... Blinkova, A. V. (2017). Geomechanical model of abnormal sequences formation of Bazhenov suite: physical simulation and practical application. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (3), pp. 33-47. (In Russian).

11. Yadrennikov, L. O. (2015). Naumov A. L. Sobranie trudov. 161 p. (In Russian). Available at: <http://www.dx-rc.narod.ru/naumov>

12. Nezhdanov, A. A., Tumanov, N. N. & Kornev, V. A. (1985). Anomal'nye razrezy bazhenovskoy svity i ikh seysmogeologicheskaya kharakteristika. Seysmorazvedka dlya litologii i stratigrafii: trudy ZapSibNIGNI. Tyumen, ZapSibNIGNI Publ., pp. 64-71. (In Russian).

13. Chaytor, J. D., ten Brink, U. S., Solow, A. R., & Andrews, B. D. (2009). Size distribution of submarine landslides along the U.S. Atlantic margin. Marine Geology, 264(1-2), pp. 16-27. (In English). DOI: 10.1016/j.margeo.2008.08.007

14. Schwab, W. C., Lee, Y. J., Twichell, D. C. (Eds.) (2002). Submarine Landslides: Selected Study in the U.S. Exclusive Economic Zone. U.S. Geological Survey bulletin, 204 p. (In English). Available at: <https://dgg.alaska.gov/webpubs/usgs/b/text/b2002.pdf>
15. Wilson, C. K., Long, D. & Bulat, J. (2003). The Afen Slide - A Multistaged Slope Failure in the Faroeshetland Channel. Submarine Mass Movements and Their Consequences, 19, pp. 317-324. (In English). DOI: 10.1007/978-94-010-0093-2\_35
16. Laptey, A. & Dolmatova, S. (2016). Anomalous Achimov and Bazhenov Sequence's Modeling. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. Moscow, October, 24-26, 2016. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/182138-MS>
17. Braduchan, Yu. V., Glushko, N. K., Komissarenko, V. K., Shatova, L. A., Grishkevich, V. F., Kasatkin, ... Toropov, E. S. (2005). O vozraste otlozheniy anomal'nykh razrezov pogranichnykh sloev yury i mela po skvazhinam Severo-Konitlorskogo mestorozhdeniya (predvaritel'noe soobshchenie). Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, (16). (In Russian). Available at: <http://www.oilnews.ru/16-16/o-vozhraze-otlozhenij-anomalnyx-razrezov-pogranichnyx-sloev-yury-i-mela-po-skvazhinam-severo-konitlorskogo-mestorozhdeniya-predvaritelnoe-soobshhenie/>
18. Slavkin, V. S., Shik, N. S., Guseynov, A. A., Davydova, E. A., & Red'kina, T. M. (1994). Seysmolitologicheskie modeli neokomskikh klinoform Priobsko-Salym'skoy zony. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, (5-6), pp. 47-52. (In Russian).
19. Polyakov, A. A., Fomina, E. V., Isaev, A. V. & Karpukhin, S. M. (2012). Recent trends in exploration of the west Yenisei-Khatanga trough (right bank of the Yenisei River). Nauchno-tekhnicheskij vestnik OAO "NK "Rosneft", (1(26)), pp. 2-6. (In Russian).
20. Karogodin, Yu. N., Ershov, S. V., Safonov, V. S., Efremov, I. F., Manugyan, P., Overdal, F., ... Razyapov, R. K. (1996). The Priob' oil zone in West Siberia: system-lithmological aspect. Novosibirsk, SO RAN Publ., OIGGM Publ., 252 p. (In Russian).
21. Oleynik, E. V. (2019). Analiz zakonornostey stroeniya bazhenovskoy svity v svyazi s neftegazonosnost'yu klinofornnoy chasti neokomskikh otlozheniy na territorii KhMAO. Diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 154 p. (In Russian).

**Информация об авторе**

**Information about the author**

**Лаптей Анастасия Германовна,**  
соискатель ученой степени, Тюменский  
индустриальный университет, г. Тюмень,  
[Anastasia1608@mail.ru](mailto:Anastasia1608@mail.ru)

**Anastasia G. Laptey,** Candidate for  
a Degree, Industrial University of Tyumen,  
[Anastasia1608@mail.ru](mailto:Anastasia1608@mail.ru)

Статья поступила в редакцию 11.10.2021; одобрена после рецензирования 13.12.2021;  
принята к публикации 24.12.2021

The article was submitted 11.10.2021; approved after reviewing 13.12.2021; accepted for publica-  
tion 24.12.2021