

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 04.09.2024 г.

Принята к публикации 01.11.2024 г.

EDN: BSQIAN

УДК 553.98:551.763(571.121/.511)

**Ершов С.В., Башарина А.К.**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук» (ИНГГ СО РАН), Новосибирск, Россия, ErshovSV@ipgg.sbras.ru, BasharinaAK@ipgg.sbras.ru

## **НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНЫХ РАЙОНОВ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА**

*Меловые отложения северо-восточных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции являются одним из перспективных и малоизученных объектов арктических регионов России. Рассмотрены актуальные вопросы выделения резервуаров и нефтегазоносных комплексов мела Енисей-Хатангского регионального прогиба. В западной части прогиба, которая является наиболее перспективной на поиски залежей нефти и газа, авторами проведено районирование по типу разреза и выделены Танамо-Агапская и Малохетско-Пясинская зоны. Они имеют разный характер распространения меловых проницаемых комплексов и флюидоупоров, тип напластования пород (горизонтально-слоистый или клиноформный), закономерности распределения залежей углеводородов по разрезу. В каждой из зон выделены резервуары нефти и газа, нефтегазоносные комплексы, дана их краткая характеристика.*

**Ключевые слова:** *меловые отложения, нефтегазоносный комплекс, резервуар нефти и газа, клиноформа, Енисей-Хатангский региональный прогиб, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.*

---

**Для цитирования:** Ершов С.В., Башарина А.К. Нефтегазоносные комплексы меловых отложений западных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №4. - [https://www.ngtp.ru/rub/2024/32\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/32_2024.html) EDN: BSQIAN

---

### **Введение**

С меловыми отложениями западных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) связаны большие перспективы добычи углеводородов (УВ), и подтверждение тому - открытие за последние годы крупных залежей нефти и газа на таких месторождениях, как Байкаловское, Западно-Иркинское, Пайяхское, им. Е. Зиничева. В настоящее время в регионе активно проводятся сейсморазведочные работы, а также поисковое и разведочное бурение. В 2022 г. в центральной части прогиба пробурена параметрическая скв. Новоякимовская-1 глубиной 5039 м, которая специалистами ГИН РАН и ВНИГНИ рекомендована в качестве неостратотипа яновстанской свиты [Рогов и др., 2022].

В Западной Сибири в меловой части разреза основными нефтегазоносными комплексами (НГК), которые представлены на большей части бассейна, являются неокомский, имеющий клиноформное строение разреза, и апт-сеноманский. На западе ЕХРП, вследствие наличия

целого ряда источников сноса (Сибирская и Таймырская суши, внутренние источники сноса в виде островов), распространение проницаемых пластов и региональных флюидоупоров носит сложный характер, и, как следствие, это отразилось в многообразии точек зрения на выделение НГК и резервуаров в этом перспективном регионе. Изучение строения резервуаров и НГК меловых отложений ЕХРП, а также решение проблемы их определения в разрезе является весьма актуальным и необходимым для более точной оценки ресурсов УВ и выбора направления для дальнейших поисков залежей нефти и газа.

### **Выделение меловых нефтегазоносных комплексов**

В разрезе меловых отложений в пределах ЕХРП исследователями определено разное количество НГК и резервуаров. Одним из первых в 1971 г. Е.Г. Бро, основываясь на анализе скважинных данных, выделил в юрско-меловых отложениях алевроито-песчаные региональные коллекторы и алевроито-глинистые региональные покрышки, которые объединил в девять изолированных литологических комплексов [Бро, 1971]. В меловой части разреза - четыре комплекса, один из которых (нижнехетский) не имеет ни мощного флюидоупора, ни регионального коллекторского горизонта (рис. 1). В 1994 г. А.Э. Конторович с группой авторов представили юрско-меловые отложения как единый НГК с тремя резервуарами меловом разрезе [Конторович и др., 1994]. Проницаемый комплекс дерябинского резервуара, согласно современным представлениям о строении клиноформных отложений юры и мела Западной Сибири, является фациальным аналогом ачимовской толщи нижнего мела и относится к верхней юре [Ершов, Карташова, 2020] (см. рис. 1).

С начала 2000-х гг. с учетом современных представлений и использованием новых технологий удалось более детально разделить меловую толщу на резервуары и объединить их в НГК. На рис. 1 показаны варианты НГК и резервуаров в меловых отложениях. Как видно из представленной схемы, даже в настоящее время большинство специалистов в нижнемеловых отложениях определяют разное количество НГК и резервуаров, в то время как разделение верхней части разреза разногласий почти не вызывает.

Наиболее неоднозначным стратиграфическим интервалом является разрез берриас-нижнеаптских отложений, в котором авторами выделяется от двух до десяти резервуаров. Наиболее детальное разделение этой части разреза представлено специалистами ВНИГНИ и Росгеологии [Шпильман, Кравченко, Афанасенков, 2021]. В составе неокомского НГК определено десять резервуаров. Авторы использовали подход, принятый для внутренних районов Западно-Сибирского бассейна, когда резервуаром является проницаемый комплекс региональной клиноформы и перекрывающая его региональная глинистая пачка.

Система	Отдел	Свита		[Бро, 1971]	[Конторович и др., 1994]	Л.Л. Кузнецов, Л.И. Кяргина, С.В. Щелеткова (по материалам КНИИГГиМС, 2001 г.)		С.В. Ершов, А.А. Конторович, (по материалам ИНГГ СО РАН, 2008 г.)		[Головин, 2009]	[Казаненков и др., 2014]	[Афанасенков и др., 2017]		[Шпильман и др., 2021]		[Бурштейн и др., 2023]					
		Прибайкальский подрайон	Малохетский подрайон			НГК	Резервуар	НГК	Резервуар			НГК	Зональный НГПК	Резервуар	НГК	Резервуар	НГК	Резервуар	НГК	Подкомплекс, резервуар	
Меловая	Верхний	K <sub>3</sub> km	Салпадинская	IX		Верхне-меловой		Турон-сеноманский					Турон-сентонский								
			K <sub>3</sub> st																Насоновская	Насоновский	Насоновский
		K <sub>2</sub> t	Дорожковская	VIII		Сеноман-альбский	Долганско-верхне-яковлевский	Альб-сеноманский	Долганский	Долганский	Долганский	Альб-сеноманский	Альб-сеноманский	Долганско-верхне-яковлевский	Апт-сеноманский	Долганско-верхне-яковлевский	Апт-сеноманский	Альб-сеноманский	Среднеапт-сеноманский	Долганский	
			K <sub>2</sub> s																		Долганская
	Нижний	K <sub>1</sub> al	Яковлевская		VII	Апт-верхне-неокомский	Малохетско-долганский	Апт-сний	Яковлевский	Яковлевский	Яковлевский	Яковлевский	Яковлевский	Яковлевский	Яковлевский	Яковлевский	Яковлевский	Яковлевский	Яковлевский	Яковлевский	
																					K <sub>1</sub> a
		K <sub>1</sub> br	Шуратовская	Суходудинская	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	Суходудинский	
																					K <sub>1</sub> g
		K <sub>1</sub> v	Нижне-хетская	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	Нижне-хетский	
																					K <sub>1</sub> b
		J	J <sub>1</sub> tt	GI	Jan	V	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	Дерябинский	

1
  2

**Рис. 1. Выделение нефтегазоносных комплексов и резервуаров в меловых отложениях западных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба**

1 - проницаемые интервалы, 2 - флюидоупоры. НГК и резервуары: Ач - ачимовский, Б-Б - берриас-барремский, Б-Н - берриас-нижневаланжинский, НВ - нижневаланжинский, Нх - нижнехетский, Нх-Сх - нижнехетско-суходудинский; подкомплексы (подк.): Гор.-сл. - горизонтально-слоистый, Кл. (ач.) - клиноформный (ачимовский); пачки: Нск. п. - носковская, Плт. п. - пеляткинская.

В этой части разреза С.В. Ершовым и А.А. Конторовичем выделено семь резервуаров, которые объединяются в три НГК (материалы ИНГГ СО РАН, 2008 г.). Меловая толща разделена ими на два типа резервуаров – шельфовый и дистальный (ачимовский). Последний выделен также в качестве самостоятельного ачимовского НГК. Аналогичное разделение на шельфовые и дистальные резервуары использовано в работе сотрудников ИНГГ СО РАН для арктической части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) [Казаненков и др., 2014], где ачимовский резервуар назван берриас-барремским. Другие авторы этот резервуар на территории ЕХРП называют дерябинским или нижнехетско-дерябинским, по названию одноименной толщи, которую он представляет. Его условно выделяют в объеме клиноформной части нижнего мела [Головин, 2009; Афанасенков и др., 2017; Афанасенков, Кирсанов, Чикишев, 2019] или, как отмечалось выше, на границе юрских и меловых отложений [Конторович и др., 1994]. Однако, современная корреляция нижнемеловых отложений показывает, что по своему строению дерябинская толща является аналогом подачимовской, ачимовской и надачимовской толщ берриас-аптских отложений клиноформного комплекса Западной Сибири [Ершов, Карташова, 2020]. В одной из последних работ, в которой участвовали авторы статьи, берриас-нижнеаптские отложения поделены на берриас-готеривский и готерив-нижнеаптский НГК (см. рис. 1) [Бурштейн и др., 2023]. Это близко к варианту С.В. Ершова и А.А. Конторовича 2008 г., с той лишь разницей, что ачимовский и нижненеокомский НГК (он же берриас-готеривский) переведены в ранг нефтегазоносных подкомплексов.

Пласты яковлевской свиты, которая перекрывает берриас-нижнеаптские отложения, имеют линзовидный характер строения, что так же является проблемой для разделения этого интервала на резервуары. Условно в строении свиты можно выделить три части. В основании свиты залегает пачка углисто-глинистого состава среднеаптского возраста, которая является хорошим региональным флюидоупором для подстилающих берриас-нижнеаптских отложений. Средняя часть свиты верхнеаптского возраста представлена песчаными аналогами отложений верхов танопчинской свиты, выделяемой на сопредельных территориях. С.В. Ершовым и А.А. Конторовичем этот проницаемый комплекс выделяется в отдельный резервуар, названный яковлевским (материалы ИНГГ СО РАН, 2008 г.) или аптским [Казаненков и др., 2014]. Флюидоупором для резервуара служат алевролиты-глинистые отложения верхней альбской части яковлевской свиты, которые являются стратиграфическим аналогом яронгской свиты п-овов Ямал и Гыдан. В связи с тем, что песчаность верхней части яковлевской свиты в исследуемом районе высокая (для флюидоупоров) и составляет 40-80%, некоторые ученые объединяют ее и подстилающую верхнеаптскую песчаную пачку с проницаемыми отложениями вышележащей долганской свиты в долганско-

верхнеяковлевский (альб-сеноманский) резервуар, в котором флюидоупором выступают непроницаемые отложения дорожковской свиты (см. рис. 1). Е.Г. Бро и С.В. Головин считают отложения яковлевской свиты к полностью непроницаемым и выделяют ее в качестве регионального флюидоупора. А.Э. Конторович с соавторами включают отложения яковлевской свиты в малохетско-долганский резервуар, однако полагают, что непроницаемые слои в составе свиты могут рассматриваться в качестве зонального флюидоупора внутри резервуара. Песчаные отложения долганской свиты альб-сеномана некоторыми исследователями все же выделяются отдельно от яковлевской свиты в качестве самостоятельного резервуара и даже НГК (см. рис. 1).

Верхнемеловая часть разреза (без сеномана) на территории ЕХРП представлена песчаными отложениями насоновской свиты, которые экранируются непроницаемыми отложениями салпадинской свиты и имеют региональное распространение. Большинство авторов эти отложения выделяются в насоновский или турон-сантонский резервуар в качестве самостоятельного НГК.

### **Зональность распространения берриас-нижнеаптских резервуаров и нефтегазоносных комплексов**

Все представленные выше разными исследователями варианты выделения НГК и резервуаров в меловом разрезе приняты для территории ЕХРП в целом или для его западных районов. Такой обширный регион объединяет структурно-фациальные районы, существенно отличающиеся палеогеографическими и палеотектоническими условиями осадконакопления [Ершов, Карташова, 2020]. На современной стадии изученности территории этот подход представляется как минимум дискуссионным, поскольку сейсмостратиграфические и геологические исследования на основе новейших данных сейсморазведки и бурения позволяют точно оконтурить зоны распространения осадков с разным строением разреза.

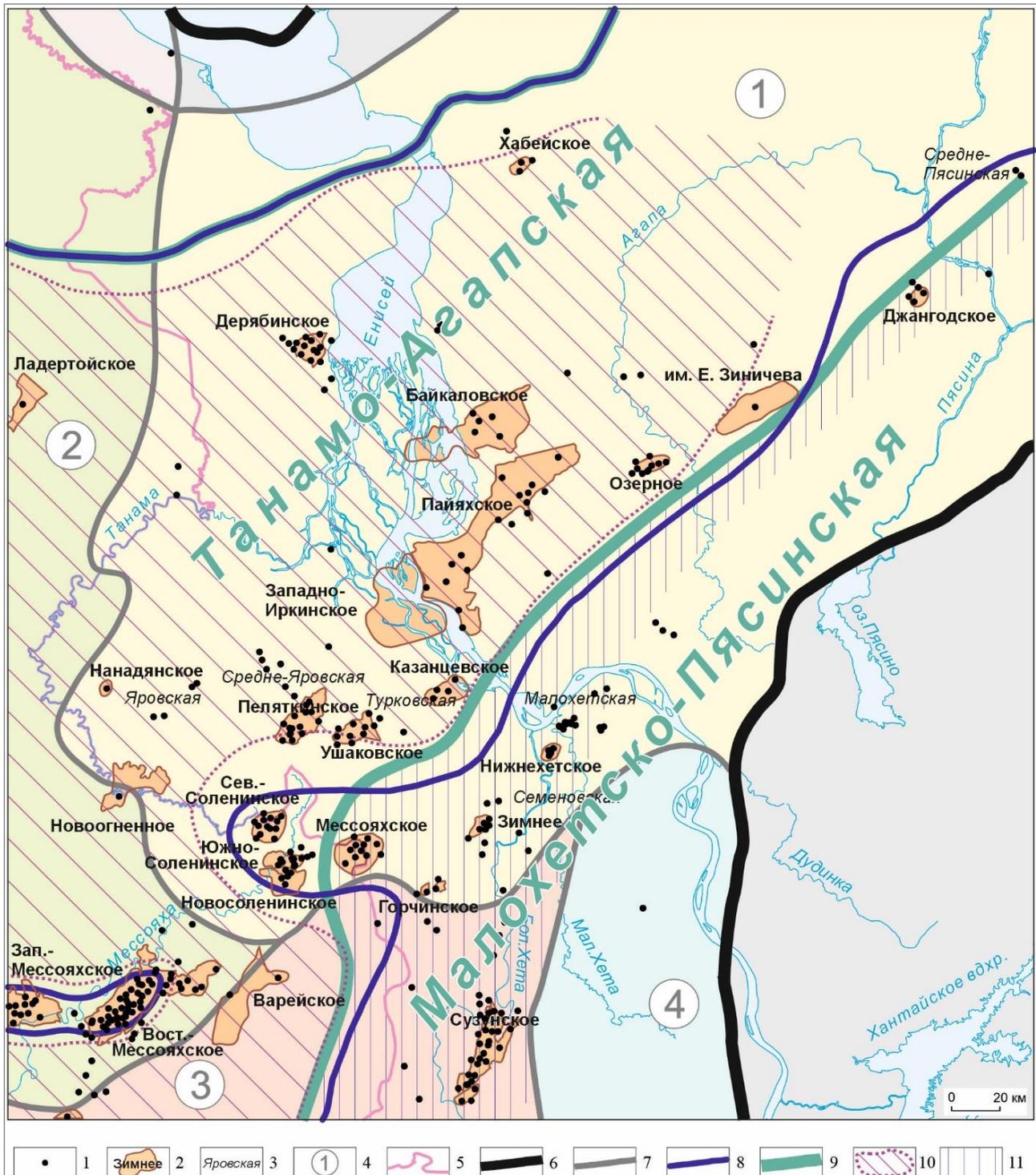
Разрез меловых отложений на территории ЕХРП, как и на всей территории Западной Сибири, делится на две части – берриас-нижнеаптскую (неокомскую), имеющую косослоистое (клиноформное) строение, и апт-маастрихтскую, строение которой горизонтально-слоистое. Неокомская толща осадков на исследуемой территории имеет клиноформное строение только в погруженных районах прогиба. Эти районы характеризуются широким распространением в меловом периоде морских фаций, в том числе относительно глубоководных, и большим набором глинистых пачек, являющихся региональными флюидоупорами. В направлении к границам бассейна косослоистый тип разреза нижнего мела сменяется горизонтально-слоистым, кроме того, происходит существенное опесчанивание разреза. Область опесчанивания большинства региональных нижнемеловых флюидоупоров занимает

сравнительно узкую полосу шириной от 15 до 90 км и делит территорию прогиба на две зоны – Танамо-Агапскую и Малохетско-Пясинскую (рис. 2), каждая из которых отличается не только набором резервуаров, но и набором НГК. Граница между зонами условно проведена по данным бурения вдоль края области опесчанивания валанжин-нижнеготеривских флюидоупоров. В плане эта граница примерно совпадает с границей распространения клиноформных отложений, но полностью не повторяет ее. Границы зон проведены исключительно с точки зрения выделения резервуаров и НГК в нижнемеловых отложениях ЕХРП. Предлагаемое районирование не является альтернативой структурно-фациальному районированию берриас-аптских отложений Западной Сибири, которое отражено в стратиграфической схеме, принятой МСК России в 2005 г. Ранее авторы статьи и некоторые исследователи предлагали скорректировать границы Малохетского и Предтаймырского структурно-фациальных подрайонов так, чтобы области горизонтально-слоистого и клиноформного строения неокома ЕХРП оказались в разных подрайонах, что отвечает стратиграфическому районированию по типам разрезов [Ершов, Карташова, 2020; Розбаева и др., 2023]. В этом случае границы структурно-фациальных подрайонов и выделенных авторами зон оказались бы очень близки.

*Танамо-Агапская зона* занимает северо-западную часть ЕХРП. Ее основной отличительной особенностью является клиноформное строение берриас-готеривских отложений и, как следствие, наличие ачимовских резервуаров, имеющих относительно глубоководный генезис и линзовидное строение. В этой зоне в разрезе берриас-готерива выделено более десяти выдержанных региональных флюидоупоров (рис. 3). Северное окончание зоны со стороны п-ова Таймыр условно проведена по границе распространения клиноформного комплекса.

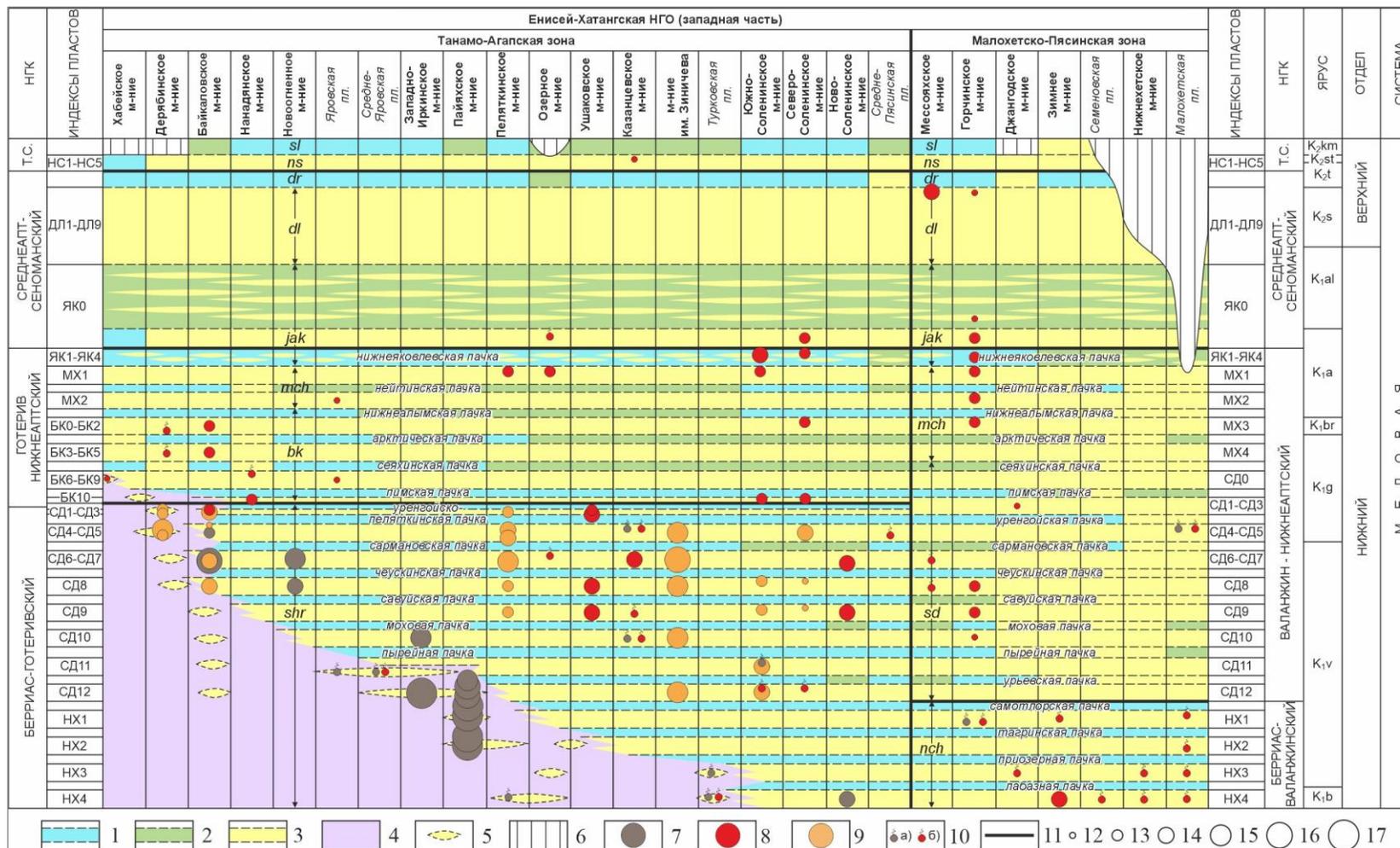
*Малохетско-Пясинская зона* выделена вдоль южного борта ЕХРП и далее на юг, в направлении Сузуно-Ванкорской группы месторождений. В отличие от Танамо-Агапской, меловые отложения в этой зоне имеют преимущественно горизонтально-слоистое строение. Но самое главное отличие, состоит в том, что разрез в направлении Сибирской платформы опесчанивается, отмечается снижение качества экранирующих свойств флюидоупоров, также уменьшается их количество.

Характер распространения проницаемых комплексов и флюидоупоров, тип напластования пород (горизонтально-слоистый или клиноформный), а также разные структурные условия залегания комплексов (прибортовая зона прогиба и его погруженная область) обусловили то, что зонах отмечаются разные закономерности распределения залежей УВ по разрезу.



**Рис. 2. Карта районирования берриас-нижеаптских отложений по зонам распространения нефтегазоносных комплексов и резервуаров**

1 - скважины; 2 - месторождения УВ; 3 - площади с нефте- и газопроявлениями в меловых отложениях; 4 - нефтегазоносные области: 1 - Енисей-Хатангская, 2 - Гыданская, 3 - Пур-Тазовская, 4 - Елогуй-Туруханская; 5-9 - границы: 5 - административная, 6 - Западно-Сибирского бассейна, 7 - нефтегазоносных областей, 8 - распространения неокомского клиноформного комплекса, 9 - зон распространения меловых НГК; 10-11 - области: 10 - распространения ачимовской толщи, 11 - выклинивания валанжин-нижнеготеривских флюидоупоров.



**Рис. 3. Схема нефтегазоносности меловых отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области**

Горизонтально-слоистые отложения: 1 - флюидоупоры, 2 - невыдержанные, опесчаненные флюидоупоры, 3 - проницаемые пласты; клиноформные отложения (ачимовский подкомплекс): 4 - непроницаемые отложения, 5 - проницаемые пласты; 6 - отсутствие отложений; залежи: 7 - нефти, 8 - газа, 9 - газоконденсата; 10 - нефте- (а) и газопроявления (б); 11 - границы НГК, 12 - границы проницаемых комплексов и флюидоупоров; размеры залежей: 13 - очень мелкие, 14 - мелкие, 15 - средние, 16 - крупные, 17 - очень крупные, 18 - уникальные. Свиты: *nch* - нижнехетская, *sd* - суходудинская, *shr* - шуратовская, *bk* - байкаловская, *mch* - малокхетская, *jak* - яковлевская, *dl* - долганская, *dr* - дорожковская, *ns* - насоновская, *sl* - салпадинская. НГК: Т.С. - турон-сантонский.

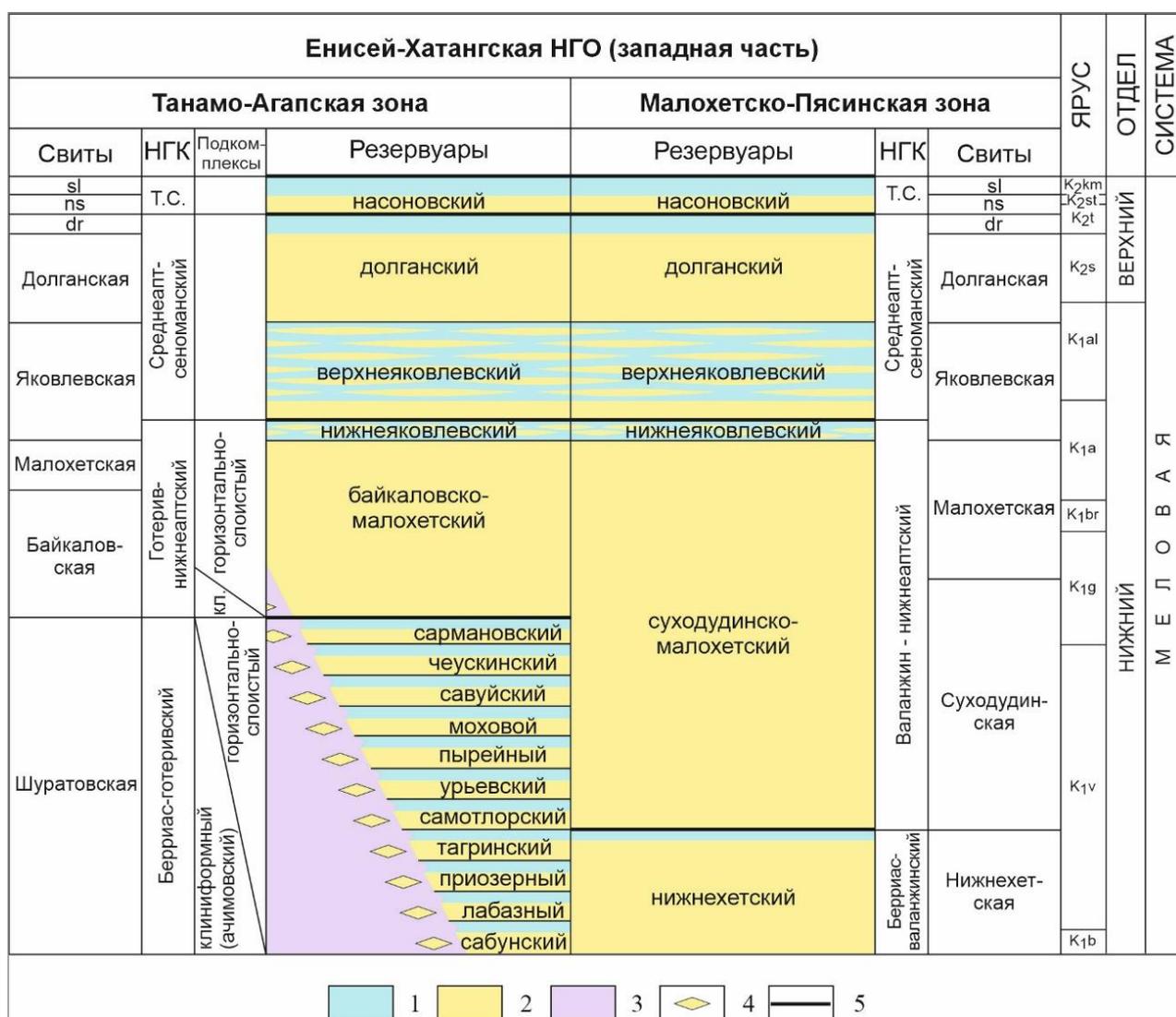
### Выделение нефтегазоносных комплексов

Неотъемлемой, составной частью любого НГК, как и резервуара, является наличие проницаемого комплекса и регионального флюидоупора. НГК может состоять как из одного резервуара, так и включать несколько, если они имеют покрышки меньшего ранга. Таким образом, НГК представляют собой мегарезервуары. Например, на большей части Западно-Сибирской НГП в меловых отложениях основными являются неокомский и апт-сеноманский НГК. Для неокомского НГК флюидоупором служит нейтинская и ее возрастной аналог на юге – кошайская региональные пачки глин нижнего апта. Для апт-сеноманского НГК региональным экраном служат глины кузнецовской свиты турона. На северо-востоке Западно-Сибирского бассейна вышеупомянутые региональные флюидоупоры в связи с опесчаниванием имеют ограниченное распространение. На смену им приходит другая группа флюидоупоров, которая контролирует региональную нефтегазоносность меловых отложений исследуемого района.

Анализ распространения проницаемых пластов и региональных флюидоупоров, а также распределения залежей в разрезе меловых отложений (см. рис. 3) позволил выявить НГК и резервуары в каждой из зон – Танамо-Агапской и Малохетско-Пясинской. В качестве резервуара авторами выделялся единый литологический комплекс, состоящий из проницаемой части разреза и экранирующего ее флюидоупора, представленного толщиной или пачкой непроницаемых отложений, а в качестве НГК – один или нескольких резервуаров, которые контролируются региональным флюидоупором более высокого ранга, чем покрышки составляющих его резервуаров. Для Енисей-Хатангского района названия НГК традиционно даны по возрасту проницаемого комплекса, а резервуаров – по названию свит, к которым относятся их проницаемые пласты (рис. 4). В случае, когда в составе шуратовской свиты выделяют несколько резервуаров, авторы используют названия клиноформ.

Танамо-Агапская зона охватывает приосевую область ЕХРП, в ее пределах берриас-готеривская часть разреза представлена преимущественно морскими фациями, в том числе относительно глубоководными. Только в конце готерива, барреме и раннем апте в пределах исследуемой территории доминировали обстановки переходного осадконакопления и низменной, аккумулятивной равнины ([Конторович и др., 2014; Танинская и др., 2021] и др.). В берриас-аптском разрезе зоны выделено большое количество региональных глинистых пачек, которые имеют разные экранирующие свойства, толщину и выдержанность, однако две из которых в значительной степени контролируют нефтегазоносность неокомских отложений Танамо-Агапской зоны. Это уренгойско-пеляткинская пачка, залегающая в самых низах готерива, и нижнеяковлевская пачка среднего апта. На схеме нефтегазоносности (см. рис. 3) отчетливо видно, что подавляющее большинство залежей этой зоны располагается ниже

уренгойско-пеляткинской пачки. Меловые резервуары в нижележащих отложениях содержат крупные и очень крупные залежи УВ. Над пачкой характер распределения залежей резко меняется. Во-первых, их количество снижается в несколько раз, во-вторых, размер залежей уменьшается до мелкого и среднего, в-третьих, все залежи - газовые, отсутствуют не только нефтяные, но и газоконденсатные. Кроме того, флюидоупоры в готерив-нижнеаптской части разреза имеют невыдержанный характер. Следующий региональный флюидоупор, залегающий над уренгойско-пеляткинской пачкой, как отмечалось ранее, - это нижнеяковлевская пачка. Она выступает как региональный флюидоупор и в Малохетско-Пясинской зоне.



**Рис. 4. Нефтегазоносные комплексы и резервуары в меловых отложениях западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области**

Отложения горизонтально-слоистого подкомплекса: 1 - непроницаемые, 2 - проницаемые; отложения клиноформного (ачимовского) подкомплекса: 3 - непроницаемые, 4 - проницаемые; 5 - границы НГК. Свиты: dr - дорожковская, ns - насоновская, sl - салпадинская. НГК: Т.С. - турон-сантонский; кл. - клиноформный.

Таким образом, в неокомской части разреза Танамо-Агапской зоны, представленной шуратовской, байкаловской и малохетской свитами, авторами выделяются берриас-готеривский и готерив-нижнеаптский НГК. Такой вариант расчленения разреза на НГК совпадает с вариантом, предложенным сотрудниками ИНГГ СО РАН в 2023 г. для ЕХРП в целом (см. рис. 1, 4) [Бурштейн и др., 2023]. Основное отличие между вариантами состоит в расчленении авторами статьи клиноформного (ачимовского) и горизонтально-слоистого подкомплексов берриас-готеривского НГК на региональные резервуары. Кроме того, на западе ЕХРП, вдоль его северного склона отмечена полоса ачимовских песчаников, которые являются глубоководными аналогами мелководных пластов нижней части готерив-нижнеаптского НГК (см. рис. 3). Таким образом, в этом НГК, как и в нижележащем, следует также выделять два подкомплекса – клиноформный и горизонтально-слоистый.

В Малохетско-Пясинской зоне неокомские отложения представлены нижнехетской, суходудинской и малохетской свитами. Песчаность свит увеличивается вверх по разрезу. Нижнехетская свита обладает наименьшей песчаностью и наличием в разрезе выдержанных зональных и региональных флюидоупоров. Согласно стратиграфической схеме барриас-аптских отложений, принятой МСК в 2005 г., а также региональной корреляции, проведенной авторами с использованием данных сейсморазведки, в Малохетском структурно-фациальном подрайоне, в пределах ЕХРП самым верхним региональным флюидоупором, который залегает в кровле нижнехетской свиты, является самотлорская пачка глин [Ершов, Карташова, 2020]. Существуют и альтернативные точки зрения. Некоторыми исследователями кровля нижнехетской свиты коррелируется с кровлей тагринской глинистой пачки нижнего валанжина [Розбаева и др., 2023].

В сопредельной к югу от исследуемой территории Сузуно-Ванкорской нефтегазоносной зоне в пластах нижнехетской свиты выявлены значительные запасы нефти и газа, что дает лишние основания выделять ее в качестве самостоятельного НГК.

В суходудинской и малохетской свитах пачки глин менее выдержаны, более опесчанены. Эта часть разреза содержит только очень мелкие и мелкие залежи (см. рис. 3). Наиболее выдержанным флюидоупором для верхней части неокомских отложений, как и в Танамо-Агапской зоне, является нижнеяковлевская углисто-глинистая пачка среднего апта.

Таким образом, в разрезе берриас-нижнего апта Малохетско-Пясинской зоны авторами предлагается выделить два НГК – берриас-валанжинский и валажин-нижнеаптский. Такое разделение на НГК полностью совпадает с вариантом, предложенным в 2001 г. специалистами КНИИГГиМС для всей территории ЕХРП (см. рис. 1).

В разрезе вышележащих меловых отложений как в Танамо-Агапской, так и Малохетско-Пясинской зонах, определены два региональных флюидоупора – дорожковский и

салпадинский, которые большинство исследователей относят к покрывкам, контролирующим НГК (см. рис. 1). В этой части разреза авторами выделены среднеапт-сеноманский и турон-сантонский НГК. Верхняя (альбская) часть яковлевской свиты, которая имеет более глинистый состав, чем средняя (верхнеаптская) часть и перекрывающая ее долганская свита, в исследуемом районе надежным региональным флюидоупором не является, хотя ее глинистые пласты могут служить экранами для небольших залежей (см. рис. 3).

### Характеристика нефтегазоносных комплексов

В **Танамо-Агапской зоне**, таким образом, в разрезе меловых отложений авторами выделены четыре НГК – берриас-готеривский, готерив-нижнеаптский, среднеапт-сеноманский и турон-сантонский (см. рис. 4).

**Берриас-готеривский НГК** включает шуратовскую свиту Притаймырского структурно-фациального подрайона берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее возрастные аналоги на сопредельных территориях. В составе проницаемого комплекса выделяют пласты НХ<sub>1</sub>–НХ<sub>4</sub> и СД<sub>1</sub>–СД<sub>12</sub>, а также пласты ачимовской толщи Д<sub>1</sub>–Д<sub>7</sub>. Флюидоупором является уренгойско-пеляткинская региональная глинистая пачка нижнего готерива, залегающая в кровле шуратовской свиты.

В пластах берриас-готеривского НГК сосредоточены основные запасы УВ крупнейших месторождений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО), таких как Байкаловское, Западно-Иркинское, Пайяхское, Пеляткинское, месторождение им. Зиничева. Основной особенностью отложений берриас-готеривского НГК является клиноформное строение разреза. Он подразделяется два подкомплекса – горизонтально-слоистый, образованный мелководно-морскими отложениями, и клиноформный (ачимовский) подкомплекс, сложенный образованиями относительно глубоководного генезиса. Эти подкомплексы разделены надачимовской глинистой толщей, представляющей собой косослоистые отложения аккумулятивного склона, со скользящими временными границами как с перекрывающими, так и подстилающими отложениями.

*Горизонтально-слоистый подкомплекс* сложен мелководно-морскими отложениями шуратовской свиты и представляет набор региональных резервуаров, в которых проницаемый комплекс выделен в объеме проницаемой части одной региональной клиноформы, а флюидоупором служит глинистая пачка, залегающая в основании вышележащей клиноформы. Для данного подкомплекса в целом региональным флюидоупором является уренгойско-пеляткинская пачка глин. Всего в горизонтально-слоистом подкомплексе берриас-готеривского НГК выделено одиннадцать резервуаров (см. рис. 4) – сабунский, лабазный, приозерный, тагринский, самотлорский, урьевский, пырейный, моховой, савуйский,

чеускинский, сармановский.

Толщина горизонтально-слоистого подкомплекса изменяется от 400 до 700 м. Глубина залегания кровли проницаемых отложений составляет около -2100 м в наиболее приподнятой зоне (Северо-Соленинская площадь) и -2750 м в приосевой зоне прогиба (Южно-Носковская площадь).

На территории Танамо-Агапской зоны пористость песчаников горизонтально-слоистого подкомплекса берриас-готеривского НГК в среднем составляет 14,3%, достигая в отдельных пропластках 26%. Проницаемость, согласно лабораторным определениям, в среднем имеет значения  $23,9 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ .

На большинстве месторождений западных районов Енисей-Хатангской НГО залежи УВ открыты в пластах именно этого подкомплекса берриас-готеривского НГК. К ним относятся Новоогненное, Западно-Иркинское, Ушаковское, Казанцевское, Южно-Соленинское, Северо-Соленинское, Новосоленинское месторождения (см. рис. 3). Максимальное количество залежей в этом НГК обнаружено на Байкаловском и Пеляткинском месторождениях, а также открытом в 2021 г. крупном газоконденсатном месторождении им. Зиничева. Газопроявления отмечались также на Озерной и Средне-Пясинской площадях.

*Клиноформный (ачимовский) подкомплекс* берриас-готеривского НГК распространен на большей части территории Танамо-Агапской зоны, за исключением Соленинских площадей и узкой полосы вдоль северо-западной и юго-восточной границ зоны (см. рис. 2). Его формирование в пределах зоны происходило в интервале с берриаса до раннего готерива. Ачимовский подкомплекс представляет собой систему линзовидных резервуаров, запечатанных в глинистой толще и вытянутых в северо-восточном направлении параллельно палеосклону. Песчано-алевритовые пласты подкомплекса в подавляющем большинстве случаев являются образованиями глубоководных конусов выноса, которые формировались у подножья аккумулятивного палеосклона.

Единой индексации ачимовских пластов в исследуемом районе не существует. Например, на Пайяхском месторождении они индексируются так же, как и пласты нижнехетской свиты НХ1–НХ4, на Байкаловском им присвоены индексы НСК10–НСК14, а на Дерябинском – Д1–Д7 [Ершов, Карташова, 2020; Бурштейн и др., 2023; Карташова, Ершов, Шестакова, 2024].

Фильтрационно-емкостные свойства проницаемых пластов ачимовской толщи имеют среднее значение пористости 15,1%, проницаемости -  $1,1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . В отдельных пропластках пористость может достигать 23%, проницаемость -  $30 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . На Пайяхском нефтяном месторождении, где залежи УВ выявлены в пластах Нх1–НХ4 ачимовской толщи, проницаемость составляет  $0,1-5,0 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  [Климова, Кучерявенко, Поляков, 2018; Исаев,

Поляков, 2020].

В ачимовском подкомплексе берриас-готеривского НГК, как и в горизонтально слоистом подкомплексе, выделяют до одиннадцати резервуаров (см. рис. 4). В четырех из них выявлены залежи УВ. Крупные залежи нефти открыты в пластах шуратовской свиты на Пайяхском и Западно-Иркинском месторождениях, газоконденсата – на Дерябинском месторождении (см. рис. 3). В первых двух случаях нефтегазоносными оказались глубоководные аналоги пластов нижнехетской свиты. На Дерябинской площади притоки газоконденсата получены из пластов Д1–Д5 (возрастные аналоги мелководных пластов СД1–СД5 суходудинской и шуратовской свит). В пластах ачимовского нефтегазоносного подкомплекса нефтегазопроявления установлены на Пеляткинском месторождении, а также на Турковской, Среднеяровской и Яровской площадях.

Толщина ачимовского (клиноформного) подкомплекса, который представляет собой фондотемы клиноформ, в разрезе которых находятся проницаемые пласты, и клинотемы, являющиеся флюидоупорами подкомплекса, увеличивается от бортов к наиболее погруженной центральной части Енисей-Хатангского прогиба, достигая в приосевой зоне 450–650 м. Зона максимальных толщин фондотем смещена к северу от осевой линии прогиба и приурочена к северному склону прогиба на уровне Дерябинской площади, где они достигают более 500 м.

Глубина залегания кровли фондотем, которая часто совпадает с кровлей ачимовской толщи, на территории Танамо-Агапской зоны составляет от -2400 м на Дерябинской площади до -3400 м на Южно-Носковской.

**Готерив-нижнеаптский НГК** представлен байкаловской и малохетской свитами, а на северном склоне прогиба частично также шуратовской и отличается от нижележащего комплекса более песчаным составом разреза. Кроме того, к нему относится нижнеяковлевская углисто-глинистая пачка среднего апта, залегающая в основании яковлевской свиты и выполняющая роль регионального флюидоупора. В составе комплекса выделены пласты БК<sub>0</sub>–БК<sub>10</sub>, МХ<sub>1</sub>–МХ<sub>4</sub>, а также пласты ЯК<sub>1</sub>–ЯК<sub>4</sub>.

Аналогично берриас-готеривскому НГК в готерив-нижнеаптском определены два подкомплекса: клиноформный, с дистальными пластами ачимовской толщи, и горизонтально-слоистый, сложенный мелководно-морскими, прибрежно-морскими и континентальными образованиями.

*Горизонтально-слоистый подкомплекс* стратиграфически приурочен к отложениям верхней части шуратовской свиты, байкаловской и малохетской свит, а также нижней части яковлевской свиты и распространен на всей территории Танамо-Агапской зоны.

В составе подкомплекса находятся два резервуара – байкаловско-малохетский и

нижнеяковлевский. Проницаемый комплекс байкаловско-малохетского резервуара охватывает отложения одноименных свит (см. рис. 4). Региональные глинистые пачки в его составе имеют выдержанный характер только на левобережье Енисея, а в центральной и восточной частях Танамо-Агапской зоны они полностью или частично опесчаниваются. Поэтому байкаловская и малохетская свиты объединены в единый резервуар, флюидоупором которого являются глины в основании нижнеяковлевской углисто-глинистой пачки.

Большая часть нижнеяковлевской пачки является одноименным резервуаром. Основанием выделения служит то, что в линзах песчаников этой пачки отмечены многочисленные залежи нефти и газа. Большая их часть расположена на сопредельной к югу Сузуно-Ванкорской группе месторождений. В Танамо-Агапской зоне газовые залежи открыты на Северо- и Южно-Соленинском месторождениях (см. рис. 3). Л.Л. Кузнецовым с коллегами этот резервуар назван яковлевским зональным резервуаром, который выделяется в составе одноименного субрегионального флюидоупора (см. рис. 1).

Толщина горизонтально-слоистого подкомплекса готерив-нижнеаптского НГК изменяется в широком диапазоне - от 610-640 м в районе Новосоленинской площади до 1125-1240 м на Дерябинской площади, расположенной на северном борту ЕХРП. Минимальная глубина залегания кровли проницаемых отложений отмечена в скважинах Хабейской площади и составляет -790 м, а максимальная – около -1640 м в депрессионной зоне прогиба на Западно-Пайяхской и Южно-Носковской площадях.

Пористость песчаных пластов подкомплекса, которые, как отмечалось выше, представляют собой мелководно-морские, прибрежно-морские и континентальные образования, в среднем составляет 19,6%, проницаемость -  $286,9 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . В отдельных прослоях значения пористости и проницаемости могут достигать 30,8% и  $1450 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  соответственно.

Несмотря на большие толщины подкомплекса и хорошие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, крупных скоплений УВ в резервуарах этого подкомплекса не обнаружено. Это связано с двумя причинами. Во-первых, с отсутствием надежных флюидоупоров из-за общего опесчанивания отложений вверх по разрезу. Во-вторых, в результате вертикальной миграции УВ в первую очередь улавливались многочисленными пластами нижележащих резервуаров берриас-готеривского НГК (см. рис. 3), и лишь незначительная часть мигрировала в перекрывающий комплекс.

В пластах горизонтально-слоистого подкомплекса готерив-нижнеаптского НГК небольшие газовые залежи открыты на Байкаловской, Нанадянской, Пеляткинской, Озерной, Яровской, Северо- и Южно-Соленинской площадях. На Дерябинской площади отмечены газопроявления.

*Клиноформный (ачимовский) подкомплекс* готерив-нижнеаптского НГК на исследуемой территории распространен узкой полосой северо-восточного простирания вдоль северного борта ЕХРП. Южная ее граница проходит на уровне Дерябинской площади, а северная – между Хабейской и Гольчихинской площадями.

Подкомплекс охватывает нижнюю часть шуратовской свиты. Песчаные пласты вскрыты в основании свиты на Дерябинской (группа пластов Д-0), Хабейской (пласты НХ1–НХ4) площадях и являются возрастными аналогами пластов БК6–БК10 байкаловской свиты горизонтально-слоистого подкомплекса. Максимальная суммарная толщина песчаных отложений достигает на Хабейской площади 90 м. Пористость в среднем составляет 20–21%. В качестве флюидопора в данном подкомплексе выступают косослоистые глинистые отложения средней части шуратовской свиты, которые являются фациальным аналогом надачимовской толщи сопредельных районов Западно-Сибирского бассейна.

Толщина клиноформного подкомплекса готерив-нижнеаптского НГК достигает 350 м. Глубины залегания проницаемых отложений уменьшаются в северном направлении в сторону Таймыра от -2510 – -2480 м в районе Дерябинской площади до -1675 м на Хабейской.

В пластах ачимовской толщи рассматриваемого НГК открыта газовая залежь на Хабейском месторождении.

*Среднеапт-сеноманский НГК* включает среднюю и верхнюю части разреза яковлевской свиты, а также долганскую и дорожковскую. Глинистые отложения дорожковской свиты выступают в качестве регионального флюидопора.

НГК занимает большую площадь и в отличие от предыдущих распространен как в Танамо-Агапской, так и в Малохетско-Пясинской зонах. В его составе выделены два региональных резервуара – верхнеяковлевский и долганский (см. рис. 4).

Яковлевский резервуар определен по аналогии с внутренними районами Западно-Сибирской НПП. Средняя песчаная часть яковлевской свиты средне-позднеаптского возраста составляет проницаемый комплекс и коррелирует с песчаниками верхней части таноупчинской свиты. Верхняя, песчано-алеврито-глинистая толща альба, являющаяся возрастным аналогом яронгской свиты п-овов Ямал и Гыдан, выделена в качестве флюидопора, хотя и существенно опесчаненного. Пласты яковлевского резервуара обозначаются как ЯК<sub>0</sub> с добавлением верхнего индекса (ЯК<sub>0</sub><sup>1</sup>, ЯК<sub>0</sub><sup>2</sup> и т.д.). В отличие от залегающих ниже нижнемеловых резервуаров, породы яковлевского, как правило, - рыхлые, плохо сцементированные. Пористость коллекторов изменяется от 13 до 24%, в среднем составляя 19% [Афанасенков, Кирсанов, Чикишев, 2019].

Долганский резервуар выделен в объеме существенно песчаной долганской и преимущественно глинистой дорожковской свит. Для долганской свиты характерна высокая

песчанность разреза, на значительной части ЕХРП она превышает 80%. Пористость песчаных пород может достигать 32%, составляя в среднем 26% при проницаемости до  $1600 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$ . Пласты долганской свиты обозначены индексами ДЛ1–ДЛ9.

На территории Танамо-Агапской зоны Енисей-Хатангской НГО толщины среднеапт-сеноманского НГК изменяются от 590 до 870 м, достигая максимума в приосевой зоне прогиба на Южно-Носковской площади. Глубина залегания кровли проницаемых отложений изменяется от -87 м на Гольчихинской площади до -855 м на Пайяхской.

В пределах зоны в пласте ЯК<sub>0</sub> яковлевского резервуара открыта небольшая залежь газа на Северо-Соленинском месторождении. Небольшие притоки газа получены также на Озерном месторождении (пласты ЯК<sub>0</sub><sup>1</sup> и ЯК<sub>0</sub><sup>2</sup>).

**Турон-сантонский НГК** является наиболее молодым НГК ЕХРП. Как и среднеапт-сеноманский НГК, он распространен и в Танамо-Агапской, и в Малохетско-Пясинской зонах. Комплекс включает в себя песчаные породы-коллекторы насоновской свиты и глины салпадинской свиты, являющиеся флюидоупором (см. рис. 4).

В составе турон-сантонского НГК выделен один (насоновский) резервуар, пласты которого индексируются как НС1–НС5. Коллекторские свойства пород насоновского резервуара не изучены. По данным ГИС открытая пористость песчаных пород изменяется от 22 до 34%, составляя в среднем 26%, проницаемость -  $6,7-1625 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$  при среднем значении  $70 \times 10^{-3} \text{мкм}^2$  [Афанасенков, Кирсанов, Чикишев, 2019].

Толщина турон-сантонского НГК достигает почти 650 м (Пайяхская площадь), а проницаемого комплекса в его составе – 540-560 м (Озерная, Пайяхская площади). Максимальные глубины залегания проницаемого комплекса отмечаются на Нанадянской площади – -347 м. На бортах прогиба в приподнятых частях Танамо-Агапской зоны салпадинский флюидоупор размыт, и на породах насоновской свиты залегают четвертичные образования.

Одной из особенностей этого НГК является положение его верхней проницаемой части на значительной территории в термобарических условиях многолетнемерзлых пород, что благоприятно для преобразования газа в залежах в газогидратное состояние [Агалаков, 1997].

На территории Танамо-Агапской зоны в отложениях турон-сантонского НГК в основании насоновской свиты открыта небольшая залежь газа в пласте НС5 на Казанцевском месторождении.

Разрез меловых отложений **Малохетско-Пясинской зоны** имеет преимущественно горизонтально-слоистое строение и разделяется на четыре НГК – берриас-валанжинский, валанжин-нижнеаптский, среднеапт-сеноманский и турон-сантонский. Последние два распространены также в Танамо-Агапской зоне.

**Берриас-валанжинский НГК** выделен в объеме нижнехетской свиты берриас-нижневаланжинского возраста (см. рис. 4). Он включает в себя группу мелководно-морских пластов НХ1–НХ4, которые перекрываются региональной самотлорской пачкой глин. В разрезе комплекса выделены также лабазная и приозерная глинистые пачки. Однако, в ЕХРП в Малохетско-Пясинской зоне, в отличие от сопредельных к югу районов Пур-Тазовской НГО, нижнехетская свита имеет сокращенный разрез. В подавляющем большинстве скважин вскрытая толщина берриас-валанжинского НГК не превышает 150 м. Вследствие незначительной толщины комплекса в его составе выделен только один резервуар – нижнехетский. Глубина залегания кровли проницаемых отложений значительно увеличивается: от -430 – -700 м в сводовой части Усть-Портовского мегавыступа (Малохетская, Точинская площади) до -2300 – -2400 м на его южных склонах (Горчинская, Студеная площади).

Пористость песчаных пластов НХ1–НХ4 в среднем составляет 18,8%, проницаемость –  $77,9 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

В отложениях берриас-валанжинского НГК в пласте НХ4 выявлена небольшая газовая залежь на Зимнем месторождении. Нефтегазопроявления установлены также при бурении на Горчинской, Джангодской, Малохетской, Нижнехетской и Семеновской площадях (см. рис. 2). В Пур-Тазовской НГО на Ванкорском, Сузунском и Лодочном месторождениях в пластах берриас-валанжинского НГК сосредоточены крупные скопления нефти и газа.

**Валанжин-нижнеаптский НГК** объединяет отложения суходудинской, малохетской свит, а также нижнюю часть яковлевской свиты, представленную углисто-глинистыми отложениями нижнеяковлевской пачки, которая служит флюидоупором для этого НГК. По аналогии с горизонтально-слоистым подкомплексом готерив-нижнеаптского НГК Танамо-Агапской зоны в разрезе валанжин-нижнеаптского выделены суходудинско-малохетский и нижнеяковлевский резервуары. Первый объединяет проницаемые пласты суходудинской и малохетской свит СД0–СД12 и МХ1–МХ4, второй – песчаные линзы нижнеяковлевской пачки, индексируемые как ЯК1–ЯК4. В сводовой части Усть-Портовского мегавыступа (Малохетская и Точинская площади) отложения нижнеяковлевского флюидоупора размыты.

Фильтрационно-емкостные свойства проницаемых отложений, слагающих НГК, имеют достаточно высокие значения, пористость в среднем составляет 25,7%, проницаемость –  $439,4 \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Толщина валанжин-нижнеаптского НГК в Енисей-Хатангской НГО меняется от 335-390 м на Малохетской и Точинской площадях до 910-930 м на Горчинской. На этих же площадях отмечаются минимальные и максимальные глубины залегания проницаемого НГК, соответственно -35 – -135 м и -1410 – -1455 м.

В пластах малохетской и суходудинской свит на Горчинском месторождении выявлено множество мелких тектонически экранированных газовых залежей (см. рис. 3). Небольшая газовая залежь открыта на Джангодском месторождении. Многочисленные газопроявления отмечаются на Мессояхской, Нижнехетской и Семеновской площадях. На Малохетской и Горчинской площадях зафиксированы нефтепроявления.

*Среднеапт-сеноманский* и *турон-сантонский* НГК распространены, как отмечалось выше, в обеих зонах. Основное отличие в строении этих комплексов между зонами в том, что в Малохетско-Пясинской они имеют меньшие толщины и меньшую глубину залегания продуктивных пластов, более высокие значения песчаности как проницаемых комплексов, так и флюидоупоров. На ряде площадей (Джангодская, Семеновская, Нижнехетская, Малохетская) региональные флюидоупоры полностью или частично размыты (см. рис. 3, 4). Наряду с общим опесчаниванием разреза улучшаются коллекторские свойства пластов при одновременном ухудшение экранирующих свойств покрышек.

В среднеапт-сеноманском НГК, в составе которого выделены верхнеяковлевский и долганский резервуары, на территории Малохетско-Пясинской зоны максимальные толщины 800-830 м вскрыты скважинами на Мессояхской площади, а наибольшая глубина (-762 м) отмечается на Горчинской. В сводовой части Малохетского мезовыступа (Малохетская площадь) отложения среднеапт-сеноманского НГК полностью размыты.

В среднем в пластах верхнеяковлевского резервуара пористость составляет 26–29%, а долганского – 29–33%.

В среднеапт-сеноманском НГК открыто несколько газовых залежей на Мессояхском и Горчинском месторождениях. Наиболее крупной является залежь в пласте ДЛ1 Мессояхского месторождения, которое находится в разработке с 1969 г.

*Турон-сантонский* НГК, в котором присутствует единственный насоновский резервуар, обладает наименьшими перспективами из меловых НГК Танамо-Агапской и Малохетско-Пясинской зон. В первую очередь это связано с тем, что на большей части территории Малохетско-Пясинской зоны салпадинский флюидоупор опесчанен или размыт, а в сводовой части Усть-Портовского мезавыступа отложения комплекса размыты полностью. Во-вторых, глубины залегания пластов проницаемого комплекса не превышают -700 м, что могло отрицательно сказаться на сохранности залежей УВ.

Максимальные толщины турон-сантонского НГК вскрыты на Мессояхской площади и достигают 525–545 м.

Притоков УВ и нефтегазопроявлений из отложений этого НГК на территории Малохетско-Пясинской зоны не зафиксировано.

## Заключение

Меловые отложения ЕХРП являются одним из перспективных и малоизученных объектов арктических регионов Сибири, с которым связывается дальнейшее наращивание минерально-сырьевой базы России. Они имеют сложный геологический разрез, обусловленный палеогеографическими факторами. Непосредственная близость таких источников сноса обломочного материала, как Сибирская и Таймырская суши, которые ограничивали Енисей-Хатангский бассейн соответственно с юго-востока и северо-запада, а также существование в раннемеловое время в депрессионной зоне прогиба относительно глубоководных обстановок, привело к тому, что в меридиональном направлении на относительно коротких расстояниях разрез претерпевает существенные изменения. В первую очередь это касается его песчанности. Наряду с изменениями толщин стратонов меняются также толщины флюидоупоров, их выдержанность и количество в разрезе. Очень важным является наличие во внутренних районах бассейна области распространения клиноформных отложений. Сложное строение меловых отложений исследуемой территории послужило причиной многообразия точек зрения на выделение в меловом разрезе НГК. Если в верхней части разреза различия минимальны, то в берриас-нижнеаптской существует целый ряд отличающихся между собой вариантов выделения резервуаров и НГК, некоторые из них представлены на рис. 1. Однако, все варианты объединяет то, что НГК определены для всего Енисей-Хатангского бассейна или по крайней мере для его западной половины.

Проведенный авторами анализ особенностей геологического строения меловых отложений и распределения залежей УВ по разрезу позволил выделить в исследуемом районе две зоны - Танамо-Агапскую и Малохетско-Пясинскую. Они имеют различный характер распространения проницаемых комплексов и флюидоупоров, тип напластования пород (горизонтально-слоистый или клиноформный), структурные условия залегания комплексов, в этих зонах отмечаются разные закономерности распределения залежей УВ по разрезу. В каждой из зон следует выделять свои наборы резервуаров и НГК. Основные отличия касаются берриас-нижнеаптского интервала разреза, в котором в обеих зонах выделено по два НГК, в Танамо-Агапской – берриас-готеривский и готерив-нижнеаптский, в Малохетско-Пясинской – берриас-валанжинский и валанжин-нижнеаптский (см. рис. 4). Среднеапт-сеноманский и турон-сантонский НГК присутствуют в обеих зонах. Наиболее перспективным является берриас-готеривский НГК Танамо-Агапской зоны, что подтверждается открытием в этом комплексе многочисленных залежей УВ (см. рис. 3).

Выделение Танамо-Агапской и Малохетско-Пясинской зон, имеющих разное строение НГК и стратиграфическую приуроченность залежей УВ, необходимо учитывать при нефтегазогеологическом районировании, а также при оценке перспектив нефтегазоносности,

включая подготовку эталонов. Безусловно, некорректно использовать эталоны одной зоны для оценки перспектив нефтегазоносности территорий другой зоны. Полученные авторами результаты могут быть полезны при прогнозе продуктивности локальных нефтегазоперспективных объектов.

*Работа выполнена в рамках научной темы № FWZZ-2022-0009 Государственной программы фундаментальных научных исследований.*

### Литература

*Агалаков С.Е.* Газовые гидраты в туронских отложениях на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 1997. - № 3. - С. 16-21.

*Афанасенков А.П., Кирсанов А.М., Чикишев А.А.* Литолого-емкостная характеристика юрско-меловых резервуаров Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных провинций // Геология нефти и газа. - 2019. - № 1. - С. 43-54.

*Афанасенков А.П., Сурова Н.Д., Левчук Л.В., Киселев А.А., Копилевич Е.А.* Емкостная характеристика коллекторов юрско-меловых отложений Гыданской и западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей // Ресурсы и запасы углеводородов. - 2017. - № 4. - С. 45-54.

*Бро Е.Г.* Коллектора и покрышки в юрско-меловом разрезе // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба, НИИ геологии Арктики Министерства геологии СССР. - Ленинград: Изд-во Ротапринт НИИГА, 1971. - С. 40-53.

*Бурштейн Л.М., Дешин А.А., Лившиц В.Р., Ершов С.В., Козырев А.Н., Сафронов П.И., Седых А.Н.* Методика комплексирования оценок ресурсов углеводородов на примере нижнемеловых комплексов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2023. - Т.18. - № 4. - [http://www.ngtp.ru/rub/2023/38\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/38_2023.html)  
EDN: СНІВЕК

*Головин С.В.* Классификация нефтегазоносных комплексов мезозоя Енисей-Хатангского прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2009. - Т. 4. - № 1. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/12\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/12_2009.pdf)

*Ершов С.В., Карташова А.К.* Берриас-аптские отложения Енисей-Хатангского района Западной Сибири: стратиграфия, корреляция и районирование // Геология нефти и газа. - 2020. - № 5. - С. 27-38.

*Исаев А.В., Поляков А.А.* Пайяхская зона нефтенакпления западной части Енисей-Хатангской НГО // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2020. - № 1. - С. 20-39.

*Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н.* Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них ресурсов углеводородов // Геология нефти и газа. - 2014. - № 1. - С. 27-49.

*Карташова А.К., Ершов С.В., Шестакова Н.И.* Особенности строения и условий формирования берриас-нижнеаптских отложений западных районов Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. - 2024. - № 1. - С. 73-88.

*Климова Е.Н., Кучерявенко Д.С., Поляков А.А.* Новые данные об условиях формирования резервуаров Пайяхского месторождения и перспективы их нефтеносности на территории Нижнеенисейского нефтегазоносного района // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - Т.13. - №1. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/4\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2018.pdf) DOI: [10.17353/2070-5379/4\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2018)

*Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н.* Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. - 2014. - Т. 55. - № 5-6. - С. 745-776.

*Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А., Андрусевич В.Е., Афанасьев С.А., Гайдебурова Е.А., Гребенюк В.В., Данилова В.П., Запивалов Н.П., Карогодин Ю.Н., Каштанов В.А., Конторович В.А., Краснов В.И., Левчук М.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Смирнов Л.В., Фомин А.Н., Фомичев А.С., Фрадкин Г.С.* Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн. - Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. - 201 с.

*Рогов М.А., Захаров В.А., Мельников П.Н., Соловьев А.В.* Биостратиграфия пограничных районов юры и мела по моллюскам в параметрической скважине Новоякимовская-1 (Енисей-Хатангский прогиб) // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии: материалы одиннадцатого Всероссийского совещания. - Томск: Изд-во ТГУ, 2022. - С. 223-226.

*Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Дубровина Л.А., Лошаченко Ю.В., Смирнова Е.В., Малышев Н.А., Комиссаров Д.К., Игольников А.Е.* Новая стратиграфическая схема рязанско-аптских отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2023. - Т.18. - № 1. - [http://www.ngtp.ru/rub/2023/3\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html) EDN: KOZEBZ

*Танинская Н.В., Шиманский В.В., Раевская Е.Г., Васильев Н.Я., Низяева И.С., Нугуманова А.А., Бирин М.В., Гиздатуллина И.И.* Фациально-палеогеографические реконструкции валанжин-готеривских отложений нижнего мела Гыданского полуострова и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2021. - Т.16. - № 1. - [https://www.ngtp.ru/rub/2021/10\\_2021.html](https://www.ngtp.ru/rub/2021/10_2021.html) DOI: [10.17353/2070-5379/10\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2021)

*Шпильман М.А., Кравченко М.Н., Афанасенков А.П.* Оценка начальных суммарных ресурсов углеводородов Енисей-Хатангского НГО по состоянию на 01.01.2017 г. // Новые идеи в геологии нефти и газа - 2021. Новая реальность (МГУ им. Ломоносова, 27-28 мая 2021 г.). - Москва, 2021. - С. 182-187.

*This is an open access article under the CC BY 4.0 license*

Received 04.09.2024

Published 01.11.2024

**Ershov S.V., Basharina A.K.**

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, ErshovSV@ipgg.sbras.ru, BasharinaAK@ipgg.sbras.ru

## PETROLEUM BEARING COMPOSITE STRUCTURES OF CRETACEOUS STRATA BELONGING TO THE WESTERN REGIONS OF THE YENISEY-KHATANGA REGIONAL TROUGH

*The Cretaceous strata of the north-eastern regions of the West Siberian petroleum province are one of the promising and poorly studied objects of the Arctic regions of Russia. The current issues of identification of Cretaceous reservoirs and petroleum bearing of the Yenisey-Khatanga regional trough are considered. In the western part of this depression, which is the most promising for the search for petroleum accumulations, the authors carried out zoning by type of section and identified the Tanamo-Agapsk and Malokheta-Pyasinsk zones. They have different distribution patterns of Cretaceous strata and fluid cap rocks, types of rock stratification (horizontally layered or clinoform structure), type of distribution of hydrocarbon accumulations across the studied section. Petroleum reservoirs are identified in each of these zones, their brief characteristics are given.*

**Keywords:** *Cretaceous strata, petroleum bearing structure, petroleum reservoir, clinoform structure, Yenisey-Khatanga regional trough, West Siberian petroleum province.*

---

**For citation:** Ershov S.V., Basharina A.K. Neftegazonosnye komplekсы меловых отложений западных районов Енисей-Кhatangского regional'nogo progiba [Petroleum bearing composite structures of Cretaceous strata belonging to the Western regions of the Yenisey-Khatanga regional trough]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2024, vol. 19, no. 4, available at: [https://www.ngtp.ru/rub/2024/32\\_2024.html](https://www.ngtp.ru/rub/2024/32_2024.html) EDN: BSQIAH

---

### References

Afanasenkov A.P., Kirsanov A.M., Chikishev A.A. Litologo-emkostnaya kharakteristika yursko-melovykh rezervuarov Gydanskoy i Enisey-Khatangskoy neftegazonosnykh provintsiy [Lithology, porosity and permeability of Jurassic-Cretaceous reservoirs in Gydan and Yenisey-Khatanga petroleum bearing provinces]. *Geologiya nefti i gaza*, 2019, no. 1, pp. 45-54.

Afanasenkov A.P., Surova N.D., Levchuk L.V., Kiselev A.A., Kopilevich E.A. Emkostnaya kharakteristika kollektorov yursko-melovykh otlozheniy Gydanskoy i zapadnoy chasti Enisey-Khatangskoy neftegazonosnykh oblastey [Capacitive characteristics of reservoirs of Jurassic-Cretaceous strata of the Gydan and western parts of the Yenisey-Khatanga petroleum bearing regions]. *Resursy i zapasy uglevodorodov*, 2017, no. 4, pp. 45-54.

Agalakov S.E. Gazovyye gidraty v turonskikh otlozheniyakh na severe Zapadnoy Sibiri [Gas hydrates in Turonian strata in the North of Western Siberia]. *Geologiya nefti i gaza*, 1997, no. 3, pp. 16-21.

Bro E.G. *Kollektora i pokryshki v yursko-melovom razreze. Geologiya i neftegazonosnost' Enisey-Khatangskogo progiba* [Reservoirs and cap rocks in the Yenisey-Khatanga trough Jurassic-Cretaceous section]. Leningrad, NII geologii Arktiki Ministerstva geologii SSSR, 1971, pp. 40-53.

Burshteyn L.M., Deshin A.A., Livshits V.R., Ershov S.V., Kozyrev A.N., Safronov P.I., Sedykh A.N. Metodika kompleksirovaniya otsenok resursov uglevodorodov na primere nizhnemelovykh kompleksov Enisey-Khatangskoy neftegazonosnoy oblasti [Methodology for integrating estimates of hydrocarbon resources on the example of the Lower Cretaceous complexes of the Yenisey-Khatanga oil and gas region]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2023, vol. 18, no. 4, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2023/38\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/38_2023.html) EDN: CHIBEK

Ershov S.V., Kartashova A.K. Berrias-aptskiye otlozheniya Enisey-Khatangskogo rayona

Zapadnoy Sibiri: stratigrafiya, korrelyatsiya i rayonirovaniye [Berriasian-Aptian strata of the West Siberian Yenisey-Khatanga region: stratigraphy, correlation, and zoning]. *Geologiya nefi i gaza*, 2020, no. 5, pp. 27-38.

Golovin S.V. Klassifikatsiya neftegazonosnykh kompleksov mezozoya Enisey-Khatangskogo progiba [Classification of Mesozoic oil-gas complexes of the Yenisei-Khatanga trough]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2009, vol. 4, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/12\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/12_2009.pdf)

Isayev A.V., Polyakov A.A. Payyakhskaya zona neftenakopleniya zapadnoy chasti Enisey-Khatangskoy NGO [Payakh oil accumulation zone of the Western part of Yenisey-Khatanga petroleum bearing region]. *Geologiya i mineral'no-syryevyye resursy Sibiri*, 2020, no. 1, pp. 20-39.

Kartashova A.K., Ershov S.V., Shestakova N.I. Osobennosti stroeniya i usloviy formirovaniya berrias-nizhneaptskikh otlozheniy zapadnykh rayonov Enisey-Khatangskoy neftegazonosnoy oblasti [Structural features and conditions formation of Berriasian-Lower Aptian strata in western regions of Yenisey-Khatanga petroleum area]. *Geologiya nefi i gaza*, 2024, no. 1, pp. 73-88.

Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. Geologicheskoye stroyeniye i neftegazonosnost regionalnykh rezervuarov yury i mela v Karsko-Yamalskom regione i prognoz raspredeleniya v nikh resursov uglevodorodov [Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in Kara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution]. *Geologiya nefi i gaza*, 2014, no. 1, pp. 27-49.

Klimova E.N., Kucheryavenko D.S., Polyakov A.A. Novyye dannyye ob usloviyakh formirovaniya rezervuarov Payyakhskogo mestorozhdeniya i perspektivy ikh neftenosnosti na territorii Nizhneyeniseyskogo neftegazonosnogo rayona [New data about the reservoir's genesis in Pay-Yakha petroleum field and perspectives of their oil potential relating to Lower Yenisei province]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2018, vol. 13, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/4/4\\_2018.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/4_2018.pdf) DOI: [10.17353/2070-5379/4\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2018)

Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Paleogeografiya Zapadno-Sibirskogo osadochnogo basseyna v melovom periode [Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous]. *Geologiya i geofizika*, 2014, vol. 55, no. 5-6, pp. 745-776.

Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Andrushevich V.E., Afanasyev S.A., Gaydeburova E.A., Grebenyuk V.V., Danilova V.P., Zapivalov N.P., Karogodin Yu.N., Kashtanov V.A., Kontorovich V.A., Krasnov V.I., Levchuk M.A., Melenevskiy V.N., Moskvina V.I., Smirnov L.V., Fomin A.N., Fomichev A.S., Fradkin G.S. *Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Zapadno-Sibirskiy basseyn* [Oil and gas basins and regions of Siberia]. Novosibirsk, OIGGM SO RAN, 1994, vol. 2, p. 201.

Rogov M.A., Zakharov V.A., Mel'nikov P.N., Solov'ev A.V. Biostratigrafiya pogranichnykh rayonov yury i mela po mollyuskam v parametriceskoy skvazhine Novoyakimovskaya-1 (Enisey-Khatangskiy progib) [Biostratigraphy of the Jurassic and Cretaceous boundary regions based on mollusks in the parametric well Novoyakimov-1 (Yenisey-Khatanga trough)]. *Melovaya sistema Rossii i blizhnego zarubezh'ya: problemy stratigrafii i paleogeografii: materialy odinnadtsatogo Vserossiyskogo soveshchaniya*. Tomsk, Izd-vo TGU, 2022, pp. 223-226.

Rozbaeva G.L., Agalakov S.E., Marinov V.A., Dubrovina L.A., Loshachenko Yu.V., Smirnova E.V., Malyshev N.A., Komissarov D.K., Igol'nikov A.E. Novaya stratigraficheskaya skhema ryazansko-aptskikh otlozheniy Payyakhskoy zony neftegazonakopleniya [A new stratigraphic scheme of the Ryazanian-Aptian strata of the Payakh petroleum accumulation zone]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2023, vol. 18, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2023/3\\_2023.html](http://www.ngtp.ru/rub/2023/3_2023.html) EDN: KOZEBZ

Shpil'man M.A., Kravchenko M.N., Afanasenkov A.P. Otsenka nachal'nykh summarnykh resursov uglevodorodov Enisey-Khatangskoy NGO po sostoyaniyu na 01.01.2017 g [Assessment of initial total hydrocarbon resources of the Yenisey-Khatanga petroleum bearing region as of 01.01.2017]. *Novye idei v geologii nefi i gaza - 2021. Novaya real'nost'* (MGU im. Lomonosova, 27-

28 May 2021). Moscow, 2021, pp. 182-187.

Taninskaya N.V., Shimanskiy V.V., Rayevskaya E.G., Vasilyev N.Ya., Nizyayeva I.S., Nugumanova A.A., Birin M.V., Gizdatullina I.I. Fatsialno-paleogeograficheskiye rekonstruktsii valanzhin-goterivskikh otlozheniy nizhnego mela Gydanskogo poluoostrova i zapadnoy chasti Enisey-Khatangskogo regionalnogo progiba [Facial-paleogeographic reconstructions of the Valanginian-Hauterivian strata belonging to the Lower Cretaceous Gydan Peninsula and the western part of the Yenisey-Khatanga regional foredeep]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2021, vol. 16, no. 1, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/2021/10\\_2021.html](http://www.ngtp.ru/rub/2021/10_2021.html) DOI: [10.17353/2070-5379/10\\_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2021)