

# Фациальные модели ачимовской толщи Восточно-Уренгойского лицензионного участка как основа для оптимизации систем разведки и разработки

А.В. Храмова<sup>1\*</sup>, С.И. Пахомов<sup>1</sup>, Н.Ю. Натчук<sup>1</sup>, М.П. Калашикова<sup>1</sup>,  
С.В. Ромашкин<sup>2</sup>, А.Д. Мусихин<sup>2</sup>, Н.Г. Семенова<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

<sup>2</sup>АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

В результате седиментологического анализа керн ачимовской толщи (нижний мел, верхний валанжин) подтверждается их формирование высокоэффективными смешанными системами подводных конусов выноса, в (относительно) глубоководной части морского бассейна. На основании комплексного анализа керн, геофизических исследований скважин и сейсморазведки выполнена корреляция разрезов скважин, построены литолого-фациальные модели пластов Ач<sub>5-6</sub>. Установлено, что наилучшими коллекторскими свойствами характеризуются распределительные каналы и проксимальные части седиментационных лопастей.

**Ключевые слова:** ачимовская толща, фацция, турбидиты, подводный конус выноса, проницаемость.

**Для цитирования:** Храмова А.В., Пахомов С.И., Натчук Н.Ю., Калашикова М.П., Ромашкин С.В., Мусихин А.Д., Семенова Н.Г. (2020). Фациальные модели ачимовской толщи Восточно-Уренгойского лицензионного участка как основа для оптимизации систем разведки и разработки. *Георесурсы*, 22(3), с. 55–61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.55-61>

## Введение

Восточно-Уренгойский лицензионный участок (ЛУ) расположен в северной части Западной Сибири, в Надым-Пурской нефтегазоносной области, тектонически приурочен к Уренгойскому мегавалу. Согласно региональной стратиграфической схеме районирования по типам разрезов берриас-аптских отложений Западной Сибири район работ расположен в Уренгойско-Пурпейском литофациальном районе, Уренгойском подрайоне (Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, 1991). Ачимовская толща (пласты Ач<sub>5</sub>-Ач<sub>6</sub>) ранневаланжинского возраста (К<sub>1</sub>В<sub>1</sub>) согласно залегает на отложениях баженовской свиты и/или подачимовской толщи и перекрывается тангаловской свитой. В пределах района работ глубина залегания ачимовских отложений составляет 3500–4070 м.

Согласно палеогеографической схеме Западной Сибири в раннем валанжине, в пределах района работ, существовал эпиконтинентальный морской бассейн глубиной не более 200–400 м (Конторович, Ершов и др., 2014). Обломочный материал большей частью поступал с Енисейского кряжа, Сибирской платформы, Алтае-Саянской области и Центрально-Казахстанского массива и в меньшей степени с Урала.

С целью детализации геологического строения пластов Ач<sub>5</sub>-Ач<sub>6</sub>, прогноза пород-коллекторов, оптимизации систем разведки и разработки авторами проведен комплексный анализ геолого-геофизической данных,

материалов 3Д сейсморазведки и керн. В связи с тем, что породы-коллекторы ачимовской толщи относятся к низкопроницаемым, для интенсификации притоков используют гидроразрыв пласта. В последнее время, в связи с обводненностью ряда месторождений, детализация геологического строения является актуальной задачей.

## Фактический материал и методы исследований

Седиментологический анализ ачимовских отложений выполнен по керну 12 скважин, суммарный вынос которого составил 567 м (82 %). Фации выделены на основании диагностических признаков, представленных в трудах отечественных (Алексеев, 2002; Барабошкин, 2011; Жемчугова, 2014 и др.) и зарубежных (Stow, 1976; Normark, 1970, 1974; Mutti, 1992; Walker, 1992; Einsele, 1992; Reading, Richards, 1994 и др.) исследователей. Для характеристики литотипов и фаций использовались результаты литологических исследований керн и фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пород, выполненные в лаборатории ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

При корреляции разрезов скважин использовались методы литолого-фациального анализа (Алексеев, 2002) и секвенс-стратиграфии (Catuneanu, 2006). Фациальные карты пластов Ач<sub>5-6</sub> были построены на основании комплексного анализа керн, ГИС, карт сейсмических атрибутов (акустического импеданса, когерентности, сейсмофаций, амплитуд), общих толщин и песчаности. Перспективные участки для постановки бурения новых скважин выбирались на основании анализа гидродинамических исследований скважин, ГИС, сейсмических материалов и фациальных моделей продуктивных отложений.

\* Ответственный автор: Алена Валерьевна Храмова  
E-mail: [khramtovaav@sibintek.ru](mailto:khramtovaav@sibintek.ru)

© 2020 Коллектив авторов

**Состав, строение и условия формирования**

Породы-коллекторы ачимовской толщи представлены преимущественно песчаниками тонкозернистыми и мелкозернистыми, редко средне-мелкозернистыми. По минеральному составу песчаники и алевролиты относятся к аркозам, продуктам разрушения гранитоидов и метаморфических сланцев. Отмечается преобладание кварца над полевыми шпатами, содержание обломков пород не превышает 25 % (рис. 1). В песчаниках и алевролитах крупнозернистых содержание цемента изменяется в широких пределах от 2,5 до 38 %, состав цемента глинистый, карбонатный и регенерационный. Среди глинистых минералов цемента преобладает хлорит, среди карбонатных – кальцит. Встречается регенерационный кварцевый и полевошпатовый цементы, содержание которых не превышает 0,5–1,0 %. По данным рентгеноструктурного анализа глинистой фракции установлено повышенное содержание смешаннослойных образований (ССО) (до 30–35 %) в цементе песчаников и алевролитов группы пластов Ач<sub>6</sub>. Содержание набухающих пакетов в составе ССО составляет 1–28 % (рис. 1). *Породы являются гидрофильными.*

Установлено отрицательное влияние на ФЕС пород следующих вторичных процессов: карбонатизация, хлоритизация, пелитизация и гидратация биотита, регенерация кварца и полевых шпатов (только при высокой интенсивности).

Небольшое положительное влияние на коллекторские свойства пород оказывают процессы растворения полевых шпатов и обломков пород.

Породы характеризуются весьма низкими значениями

проницаемости (преимущественно < 1\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>). Лишь в единичных средне-мелкозернистых песчаных слоях отмечается увеличение проницаемости пород до 30\*10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup>. Значения открытой пористости не превышают 20 %.

Существует две точки зрения на генезис отложений ачимовской толщи: 1) формирование их в подводной части дельты/авандельте (Алексеев, 2014 и др.); 2) в глубоководных конусах выноса (Гурари, 2003; Нежданов и др., 2000; Зверев, Казаненков, 2001; Бородкин, Курчиков, 2015; Сангаевский, Хафизов, Шиманский, 2015 и др.). В пользу последней седиментологической модели (подводные конусы выноса) свидетельствуют текстурные особенности пород.

По диагностическим признакам фаций (структура, текстура, фауна, минеральные включения, контакты и пр.) установлено, что отложения формировались преимущественно гравитационными потоками (зерновыми, дебрисными и флюидалными) в глубоководной части морского бассейна. В породах отсутствуют типичные признаки мелководья (волновая рябь; крупномасштабная косая слоистость; признаки субаэральной экспозиции, штормовых и приливно-отливных процессов), но есть признаки привноса осадочного материала из мелководных частей бассейна (углистый детрит, мелководные микроорганизмы и ихнофоссилии). В подошве песчаных слоев обильно развиты подошвенные знаки нагрузки, течений и пламенные текстуры (рис. 2а, 2в-д).

Для ачимовских отложений характерны: массивная текстура и градационная слоистость, текстуры пластических

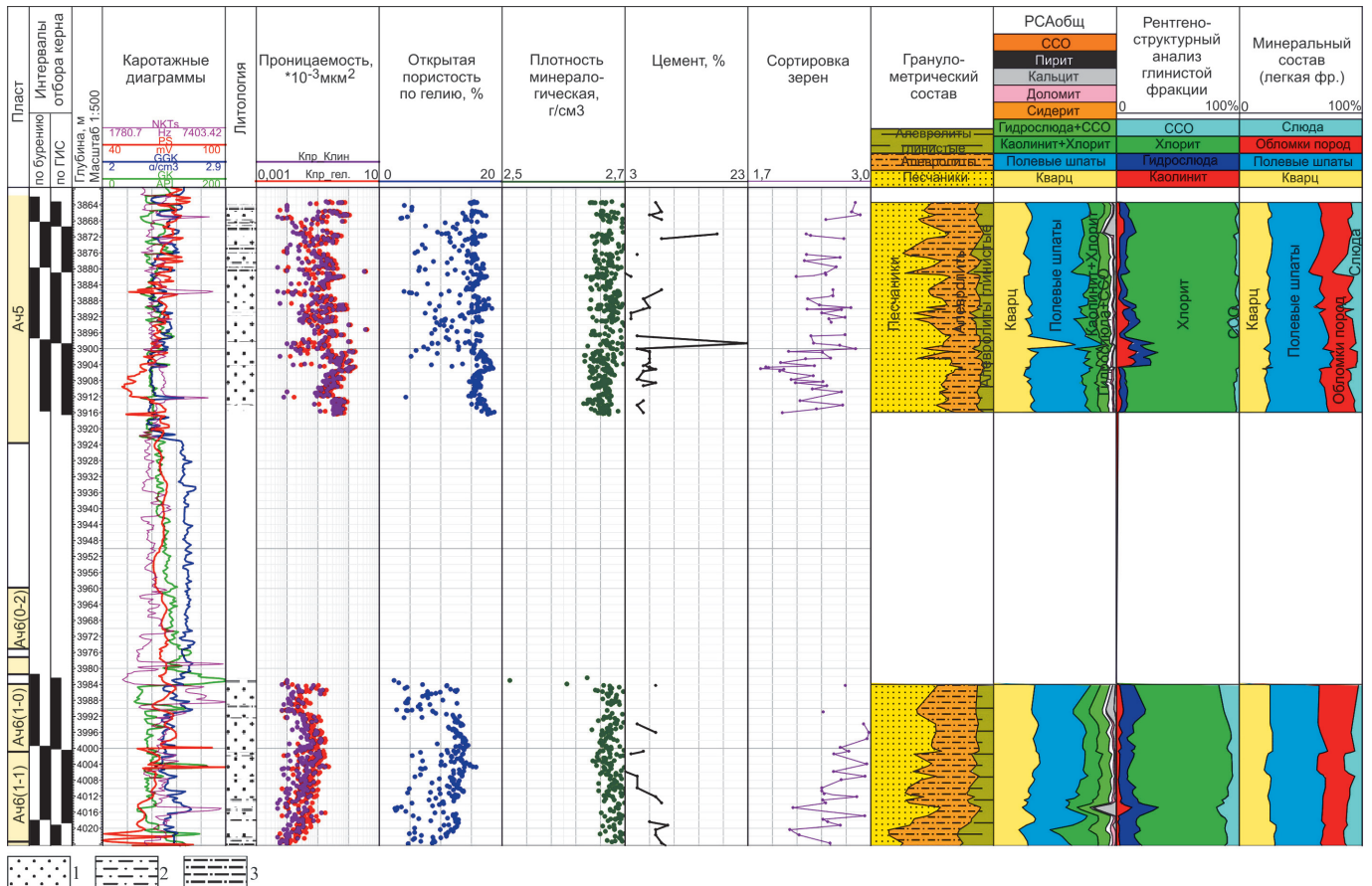


Рис. 1. Литолого-петрофизический разрез ачимовской толщи Восточно-Уренгойского ЛУ. Литология: 1 – песчаники; 2 – алевролиты крупнозернистые; 3 – аргиллиты, алевролиты мелкозернистые глинистые.

деформаций (внедрения, конволютная, пламенная, песчаные роллы), блюдцеобразная, трубки обезвоживания, тонкая горизонтальная слоистость, восходящая рябь течений, редко встречаются биотурбационные текстуры (рис. 2). Следы бентосных организмов – *Ophiomorpha*, *Asterosoma*, *Thalassinoides*, *Chondrites* – встречаются в единичных скважинах, в отложениях прирусловых валов и в междусловых площадях. Интенсивность биотурбации

может быть значительной. Если текстуры пластических деформаций, массивная, восходящая рябь течений могут встречаться в различных фациях, то *градиционная слоистость* характерна для отложений турбидитовых (мутьевых) потоков. Обширная библиография по турбидитовым течениям и турбидитам дана в работах (Boona, 2000; Mutti, 1992; Lowe, 1982; Stow, 1976; Prelat, 2009; Nichols, 2012 и др.).

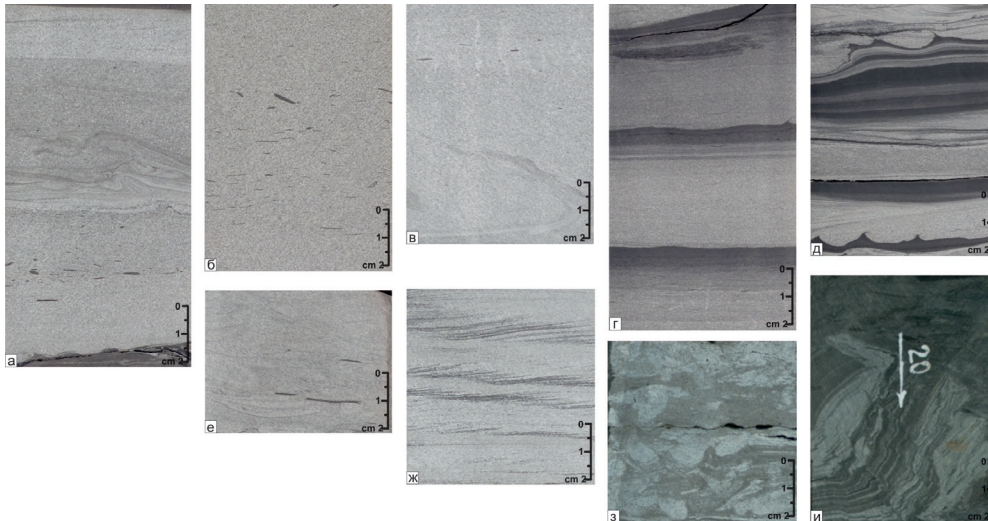


Рис. 2. Текстуры особенности пород ачимовской толщи Восточно-Уренгойского месторождения. а – песчаники с массивной и конволютной текстурой, с глинистыми интракластами; б – песчаники с обломочной текстурой, с мелкими интракластами алевролитов глинистых; в – песчаники с трубками обезвоживания, с пламенной текстурой; г – песчаники с градиционной слоистостью; д – переслаивание песчаников и алевролитов глинистых, на контакте слоев текстуры нагрузки; е – песчаники с блюдцеобразной текстурой, с мелкими интракластами алевролитов глинистых; ж – песчаники с восходящей рябью течений; з – биотурбационная текстура (*Thalassinoides*); и – алевролиты мелко-крупнозернистые с конволютной слоистостью.

Турбидитовые течения могут встречаться в озерах (Dodd, McCarthy et al., 2018), дельтах, морях и океанах, но для сохранения текстурных особенностей турбидитов они не должны перерабатываться другими течениями. Фактически это определяет положение турбидитов ниже базиса штормовых волн, вероятные минимальные глубины около 200 м (Walker, 1992), что не противоречит региональным данным.

В результате седиментологического изучения ядра ачимовских отложений выделены следующие фации: подводные питающие и распределительные каналы, подводные валы, окраинная часть канала/междусловые площадки, глинистые отложения склона и шельфа, оползни, седиментационные лопасти. Концептуальная модель строения ачимовской толщи представлена на рис. 3а.

**Питающие/склоновые каналы** ядром не охарактеризованы, но хорошо диагностируются по данным сейсморазведки (рис. 3б, 3г). Переход от каналов с прирусловыми валами к фронтальному выносу хорошо виден на картах и разрезах по кубу акустического импеданса (рис. 3б, 3в). Основные седиментологические разрезы фаций ачимовской толщи представлены на рис. 4.

**Распределительные каналы** представлены песчаниками массивными, часто встречаются трубки обезвоживания и блюдцеобразные текстуры, которые свидетельствуют об интенсивной потере флюидной составляющей в период осадконакопления. Песчаники с массивной текстурой вверх по разрезу переходят в «классические» турбидиты. Нижний

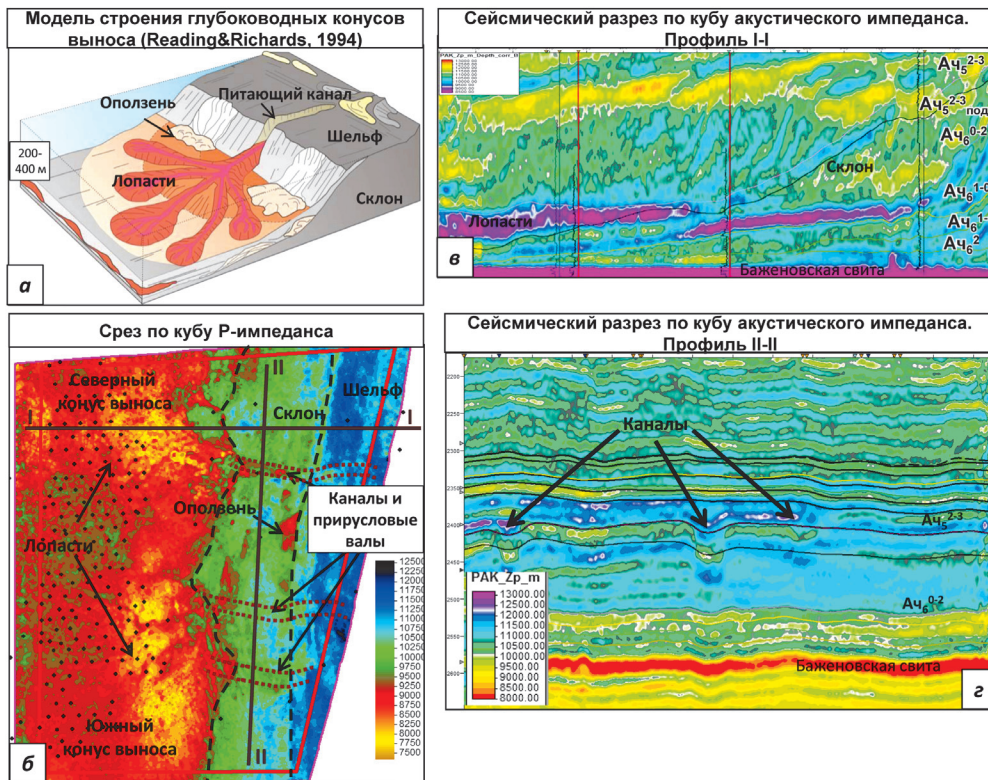


Рис. 3. Концептуальная модель строения ачимовских отложений (а) и морфологические элементы подводного конуса выноса, выделенные по результатам сейсморазведки (б-г)

контакт песчаных прослоев как правило эрозионный (рис. 4а), подчеркнутый интракластами аргиллитов и алевролитов глинистых. Наличие обломков свидетельствует об эрозии, вызываемой высокоплотными турбидитными потоками.

*Примеси:* стяжения пирита, углистый детрит.

*Интерпретация:* формирование отложений подводных русел происходило в результате низкоплотных турбидитовых потоков. Встречаются как крупные русла с прирусловыми валами, так и мелкие каналы. Часто каналы надстраиваются, в результате чего верхние тонкозернистые последовательности эродированы последующими потоками.

Крупные склоновые каналы являются основным поставщиком осадков из зоны мелководного шельфа в относительно глубоководную часть бассейна, хорошо диагностируются по результатам сейсморазведки (рис. 3б). Распределительные каналы встречаются меандрирующего, разветвленного и спрямленного типов. Песчаное тело в разрезе имеет корытообразную форму (рис. 4).

*Мощность:* до 20–30 м.

*Картажная характеристика:* блоковая форма, низкие значения ГК (5–10 gAPI).

**Фация турбидитовой лопасти** представлена песчаниками от тонко- до мелкозернистых, алевролитами крупнозернистыми с тонкими прослоями аргиллитов и алевролитов мелкозернистых глинистых. В песчаниках и алевролитах крупнозернистых текстура массивная, дебрисная, градационная, пластических деформаций, флюидальная, горизонтальная, участками встречается мелкая косая слоистость. На контакте слоев наблюдаются текстуры нагрузки. Для турбидитовых лопастей характерны слои песчаников с массивной и градационной текстурой, без признаков влияния каналов (рис. 4б).

*Примеси и другие признаки:* углистый детрит, интракласты алевролита глинистого вытянутой и уплощенной формы.

*Интерпретация:* при выходе из русла турбидитовые потоки растекаются, образуя четко выраженные в рельефе конусы выноса (рис. 3). Лопастей состоят из компенсационных циклов, каждый из которых представляет собой заполнение турбидитами понижения рельефа, расположенного между выступающими в рельефе осадками более старых турбидитовых потоков. Строение компенсационных циклов может характеризоваться как утолщением вверх по разрезу слоев песчаных турбидитов, так и их утонением. Формирование седиментационных лопастей происходит при изменении градиента склона, как только поток встречает резкое изменение градиента склона, на этом перепаде (точка транзита) происходит переход каналов к фронтальным выносам (рис. 3б, 3в). Песчаное тело в разрезе имеет форму плоских, вытянутых линз (рис. 4).

*Мощность:* до 15–20 м.

*Картажная характеристика:* средние значения ГК (7–12 gAPI).

**Фация подводного прируслового вала / межрусловых площадей** представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов (рис. 4в). Мощность песчаников изменяется от 2 до 50 см, алевролитов глинистых и аргиллитов 1–10 см. Уменьшение песчаных прослоев наблюдается при удалении от русла.

*Текстура:* тонкослоистая, градационная, пластических деформаций, дебрисная, восходящая рябь течений, конволутная, редко биотурбационная (рис. 2з).

*Ихнофоссилии:* редко встречаются следы *Thalassinoides*, *Phycosiphon*, *Fugichnia*, *Ophiomorpha*.

*Примеси и другие признаки:* растительный детрит, мелкие линзочки угля, раковинный детрит.

*Интерпретация:* клиновидные прирусловые валы формируются по краям канала и постепенно выклиниваются вглубь бассейна. Высота прирусловых валов обычно уменьшается вниз по конусу выноса, и русла становятся менее глубокими. Наличие находящихся во взвешенном состоянии мелких фракций ведет к росту прирусловых валов. Валы сложены в разных пропорциях тонкослоистыми песчаными и тонкозернистыми турбидитами.

*Мощность:* 0,30–3,8 м.

*Картажная характеристика:* повышенные значения ГК (7–14 gAPI).

**Фация оползней** представлена переслаиванием алевролитов мелкозернистых глинистых, алевролитов крупнозернистых, песчаников тонкозернистых и аргиллитов алевролитовых. Первичная слоистость нарушена в результате оползания осадка.

*Ихнофоссилии:* не характерны.

*Примеси и другие признаки:* углистый детрит, раковинный детрит, мелкие интракласты алевролитов глинистых.

*Интерпретация:* оползание слабоконсолидированных отложений происходило на пологом склоне под действием силы тяжести.

*Мощность:* 0,5–6,5 м.

*Картажная характеристика:* средние и повышенные значения ГК (10–12 gAPI), ПС.

**Фации склона и глубокой части шельфа** представлены алевролитами глинистыми и аргиллитами алевролитовыми (рис. 4г).

*Текстура:* микрослоистая, пластических деформаций.

*Фаунистические остатки:* аммониты, фораминиферы, двустворки, онихиты, фрагменты рыб.

*Примеси и др. признаки:* растительный детрит, раковинный детрит, органическое вещество, карбонатные стяжения, пирит.

*Интерпретация:* выпадения из суспензии, низкие скорости седиментации, оползание под действием силы тяжести.

*Мощность:* более 10 м.

*Картажная характеристика:* повышенные значения ГК (9–14 gAPI).

Фациальные модели пластов Ач<sub>5-6</sub> представлены на рисунке 5.

Наибольшей мощностью песчаников и продуктивностью характеризуется пласт Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup>. На основании комплексного анализа керна, ГИС и сейсморазведки в объеме пласта Ач<sub>5</sub><sup>2-3</sup> выделены два парасеквенса: Ач<sub>5</sub><sup>2</sup> и Ач<sub>5</sub><sup>3</sup>, толщина глинистой перемычки, разделяющей их, изменяется от 2 до 26 м. Для каждого парасеквенса выделены конусы выноса: северный и южный с системами лопастей (рис. 5а, 5б). Северные конусы выноса характеризуются повышенными мощностями песчаников по сравнению с южными и являются перспективными объектами для постановки бурения новых скважин. Подводные конусы выноса пластов Ач<sub>5</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>5</sub><sup>3</sup> смешанного типа (глинисто-песчаные). Лопастей

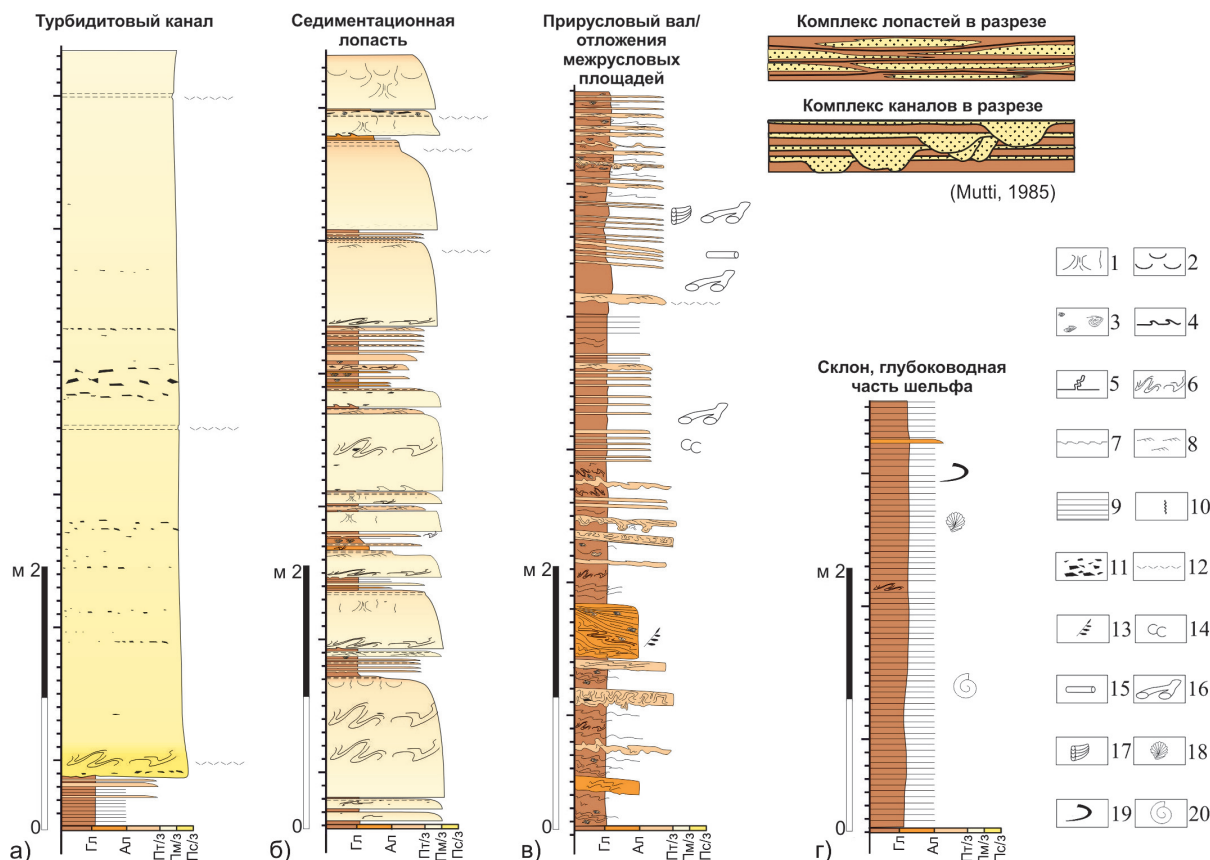


Рис. 4. Типовые седиментологические разрезы ачимовской толщи. Текстуры: 1 – трубки обезвоживания; 2 – блюдцеобразная; 3 – песчаные роллы; 4 – пламенная; 5 – инъекционная; 6 – конволютная; 7 – внедрения/нагрузки; 8 – восходящая рябь течений; 9 – горизонтальная; 10 – биотурбационная. Включения: 11 – глинистые интракласты; 12 – тонкие слойки углистого детрита; 13 – рассеянный углистый детрит; ихновиды: 14 – *Palaeophycus*; 15 – *Planolites*; 16 – *Thalassinoides*; 17 – *Teichichnus*. Фауна: 18 – отпечатки чешуи рыб; 19 – онихиты; 20 – аммониты. На гранулометрической линейке: Гл – глины аргиллитоподобные, алевролиты глинистые; Ал – алевролиты крупнозернистые; песчаники: Пт/з – тонкозернистые; Пм/з – мелкозернистые; Пс/з – среднезернистые.

и распределительные каналы сложены преимущественно песчаниками и алевролитами крупнозернистыми, содержание которых в разрезе составляет > 70 %.

Отложения группы пластов Ач<sub>6</sub> формировались на пологом склоне глинистыми системами (Nichols, 2012), лопасти вытянутые и песчаные, осадки сосредоточены рядом с каналами (рис. 5в, г).

На основании комплексного анализа керна, ГИС, результатов сейсморазведки и гидродинамических исследований скважин ачимовской толщи установлена гидродинамическая несвязность отдельных лопастей, что является причиной получения различных притоков флюида в скважинах. Для уточнения модели насыщения слабоизученных бурением южных конусов выноса пластов Ач<sub>5</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>5</sub><sup>3</sup> рекомендуется проведение поинтервальных испытаний пластов, а также использование опробователя пластов на кабеле.

**Выводы**

В результате седиментологического анализа керна ачимовской толщи установлено их формирование гравитационными потоками, ниже базиса штормовых волн, в относительно глубоководной части шельфа. Снос материала происходил с востока на запад. Породы-коллекторы с максимальной мощностью песчаников и наилучшими фильтрационно-ёмкостными свойствами (IV и V классы коллекторов) приурочены к подводным

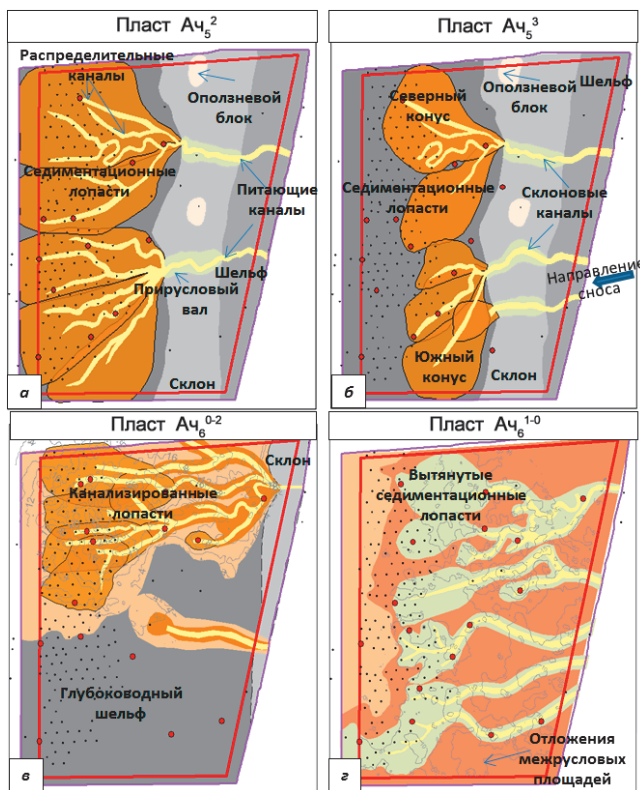


Рис. 5. Фациальные модели пластов: а – Ач<sub>5</sub><sup>2</sup>; б – Ач<sub>5</sub><sup>3</sup>; в – Ач<sub>6</sub><sup>0-2</sup>; г – Ач<sub>6</sub><sup>1-0</sup>. Красные точки – скважины с керном.

каналам и проксимальным частям конусов выноса пластов группы Ач<sub>5</sub>.

Отложения группы пластов Ач<sub>6</sub> отличаются от вышележащих отложений пластов Ач<sub>5</sub> повышенными значениями содержания слюды и примеси ССО и/или карбонатных минералов (кальцита) в цементе песчаников и алевролитов и весьма низкими значениями проницаемости ( $< 1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

На основании комплексного анализа керн, ГИС и сейсмических материалов выполнена детализация геологического строения ачимовской толщи, построены фациальные карты пластов Ач<sub>5</sub><sup>2</sup>, Ач<sub>5</sub><sup>3</sup>, Ач<sub>6</sub><sup>0-2</sup>, Ач<sub>6</sub><sup>1-0</sup>. Подводные песчаные лопасти и распределительные каналы являются первостепенными объектами для разведки и разработки ачимовских отложений.

В зависимости от строения и модели насыщения конусов выноса необходимо принимать решение о корректировке траектории горизонтальных стволов скважин и оптимизации дизайна гидроразрыва пластов.

## Благодарность

Авторы статьи выражают благодарность Руководству Компании АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» за предоставленную возможность детального изучения нижнемеловых отложений, ценные советы и рекомендации в процессе исследований.

## Литература

Алексеев В.П. (2002). Литолого-фациальный анализ: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». Екатеринбург: УГГА, 147 с.

Алексеев В.П. (2014). Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: УГУ, 284 с.

Барабошкин Е.Ю. (2011). Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. Тверь: ГЕРС, 153 с.

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. (2015). К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири. *Геология и геофизика*, 56(9), с. 1630–1642.

Гурари Ф.Г. (2003). Строение и условия образования клиноформ Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): монография. Новосибирск: СНИИГиМС, 141 с.

Жемчугова В.А. (2014). Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 344 с.

Зверев К.В., Казаненков В.А. (2001). Седиментогенез отложений ачимовской толщи северного Приобья. *Геология и геофизика*, 40(8), с. 12–23.

Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н. и др. (2014). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. *Геология и геофизика*, 55(5–6), с. 745–776.

Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. (2000). Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд. Академии горных наук, 247 с.

Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. (1991). Ред.: И.И. Нестеров; зам. ред.: В.С. Бочкарев, Ю.В. Брадучан; редкол.: Н.А. Белоусова, В.И. Ильина, А.М. Казаков и др. Тюмень: ЗапСиб-НИИГНИ, 54 с.

Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. (2015). Глубоководные конусы выноса и турбидиты. М.: ИКИ, 480 с.

Vouma A.N. (2000). Coarse-grained and fine-grained turbidite systems as end member models: applicability and dangers. *Marine and Petroleum Geology*, 17, pp. 137–144. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(99\)00020-3](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(99)00020-3)

Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. UK: Elsevier. 375 p.

Dodd T.J.H., McCarthy D.J., Richards P.G. (2018). A depositional model for deep-lacustrine, partially confined, turbidite fans: Early Cretaceous, North Falkland Basin. *Sedimentology*, 66, pp. 53–80. <https://doi.org/10.1111/sed.12483>

Einsele G. (1992). Sedimentary Basins Evolution, Facies, and Sediment Budget. Berlin: Springer-Verlag, 628 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-77055-5>

Lowe D.R. (1982). Sediment gravity flows; II, Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of Sedimentary Petrology*, 52/1, pp. 279–297. <https://doi.org/10.1306/212F7F31-2B24-11D7-8648000102C1865D>

Mutti E. (1992). Turbidite sandstones: Agip Istituto di Geologia Universita di Parma, Parma, Italy, 275 p.

Normark W.R. (1970). Growth patterns of deep sea fans. *AAPG Bulletin*, 54, pp. 2170–2195. <https://doi.org/10.1306/5D25CC79-16C1-11D7-8645000102C1865D>

Normark W.R. (1974). Submarine canyons and fan valleys: factors affecting growth patterns of deep-sea fans. In: R.H. Dott, Jr. and R.H. Shaver, eds., *Modern and ancient geosynclinal sedimentation*. SEPM Special Publication, 19, pp. 56–68. <https://doi.org/10.2110/pec.74.19.0056>

Nichols G.J. (2012). Sedimentology and stratigraphy. 2nd ed. Wiley-Blackwell, Chichester, 419 p.

Prelat A., Hodgson D.M., Flint S.S. (2009). Evolution, architecture and hierarchy of distributary deep water deposits: a high-resolution outcrop investigation from the Permian Karoo Basin, South Africa. *Sedimentology* 56(7), pp. 2132–2154. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2009.01073.x>

Reading H.G., Richards M. (1994). Turbidite Systems in Deep-Water Basin Margins Classified by Grain Size and Feeder System. *AAPG Bulletin*, 78(5), pp. 792–822. <https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D>

Stow D.A.V. (1976). Deep water sands and silts on the Nova Scotian Continental Margin. *Mar. Sedim.* 12, pp. 81–90. <https://doi.org/10.4138/1841>

Walker R.G. (1992). Turbidites and submarine fans. In: Walker R.G., James N.P. (Eds.), *Facies Models – response to sea level change*, Second ed. Geological Association of Canada, St. John's, Newfoundland, Canada, pp. 239–263.

## Сведения об авторах

**Алена Валерьевна Храмова** – канд. геол.-мин.наук, эксперт по литологии и седиментологии терригенных резервуаров, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Россия, 625003, Тюмень, ул. Перекопская, 19

**Сергей Игоревич Пахомов** – руководитель группы, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

**Никита Юрьевич Натчук** – начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

**Мария Петровна Калашикова** – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

**Сергей Владимирович Ромашкин** – заместитель генерального директора – главный геолог, АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»

Россия, 629300, Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, 16в

**Артём Дмитриевич Мусихин** – канд. геол.-мин.наук, начальник отдела, АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»

Россия, 629300, Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, 16в

**Надежда Георгиевна Семенова** – главный специалист, АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ»

Россия, 629300, Новый Уренгой, ул. Геологоразведчиков, 16в

Статья поступила в редакцию 05.11.2019;

Принята к публикации 28.05.2020;

Опубликована 30.09.2020

## Facies models of the Achimov Formation of East-Urengoyskoe license as the basis for optimizing exploration and field development patterns

A.V. Khramtsova<sup>1\*</sup>, S.I. Pakhomov<sup>1</sup>, N.Yu. Natchuk<sup>1</sup>, M.P. Kalashnikova<sup>1</sup>, S.V. Romashkin<sup>2</sup>,  
A.D. Musikhin<sup>2</sup>, N.G. Semenova<sup>2</sup>

<sup>1</sup>LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russian Federation

<sup>2</sup>CJSC «Rospan International», NewUrengoy, Russian Federation

\*Corresponding author: Alena V. Khramtsova, e-mail: khramtsovaav@sibintek.ru

**Abstract.** The results of sedimentological core analysis of the Achimov formation (Upper Valanginian, Lower Cretaceous) confirm that it was formed by higher efficiency systems of submarine fans in (relatively) deep marine basin. Lithofacies models of Ach<sub>5-6</sub> were generated, well correlation was performed based on the comprehensive analysis of core, well logging and seismic data. Distributary channels and proximal parts of depositional lobes are characterized by the best reservoir properties.

**Keywords:** the Achimov formation, facies, turbidities, submarine fan, permeability

**Recommended citation:** Khramtsova A.V., Pakhomov S.I., Natchuk N.Yu., Kalashnikova M.P., Romashkin S.V., Musikhin A.D., Semenova N.G. (2020). Facies models of the Achimov formation of East-Urengoyskoe license as the basis for optimizing exploration and field development patterns. *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 55–61. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.55-61>

### Acknowledgments

The authors are grateful to the Management of CJSC «Rospan International» for the opportunity to study the Lower Cretaceous deposits in detail, for valuable comments and recommendations during the process of research.

### References

- Alekseev V.P. (2002). Lithologic and facies analysis: study guide to practical and self-guided work on “Lithology”. Ekaterinburg: USMU, 147 p. (In Russ.)
- Alekseev V.P. (2014). Atlas of subaqueous facies of the Lower Cretaceous deposits of Western Siberia (Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra). Ekaterinburg: UGGU, 284 p. (In Russ.)
- Baraboshkin E.Yu. (2011). Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs. Core Handbook. Tver: GERS, 153 p. (In Russ.)
- Borodkin V.N., Kurchikov A.R. (2015). To the problem of refining the Western and Eastern boundaries of the Achimov clinoform complex (West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*, 56(9), pp. 1630–1642.
- Bouma A.H. (2000). Coarse-grained and fine-grained turbidite systems as end member models: applicability and dangers. *Marine and Petroleum Geology*, 17, pp. 137–144. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(99\)00020-3](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(99)00020-3)
- Catuneanu O. (2006). Principles of sequence stratigraphy. UK: Elsevier. 375 p.
- Decision of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on the review and adoption of updated stratigraphic schemes of Mesozoic sediments of Western Siberia. (2004). Novosibirsk, 114 p. (In Russ.)
- Dodd T.J.H., McCarthy D.J., Richards P.G. (2018). A depositional model for deep-lacustrine, partially confined, turbidite fans: Early Cretaceous, North Falkland Basin. *Sedimentology*, 66, pp. 53–80. <https://doi.org/10.1111/sed.12483>
- Einsele, G. (1992). Sedimentary Basins Evolution, Facies, and Sediment Budget. Berlin: Springer-Verlag, 628 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-77055-5>
- Gurari F.G. (2003). Structure and formation conditions of clinoforms of Western Siberian plate (the history of presenting). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 141 p. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkova V.A., Karogodin Y.N. et al. (2014). Cretaceous Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5–6), pp. 582–609.
- Lowe D.R. (1982). Sediment gravity flows; II, Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents. *Journal of Sedimentary Petrology*, 52/1, pp. 279–297. <https://doi.org/10.1306/212F7F31-2B24-11D7-8648000102C1865D>
- Mutti E. (1992). Turbidite sandstones: Agip Instituto di Geologia Università di Parma, Parma, Italy, 275 p.

Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. (2000). Geology and oil saturation of Achimov sequence of the Northern Siberia. Moscow: Academy of Mining Sciences, 247 p. (In Russ.)

Nichols G.J. (2012). Sedimentology and stratigraphy. 2nd ed. Wiley-Blackwell, Chichester, 419 p.

Normark W.R. (1970). Growth patterns of deep sea fans. *AAPG Bulletin*, 54, pp. 2170–2195. <https://doi.org/10.1306/5D25CC79-16C1-11D7-8645000102C1865D>

Normark W.R. (1974). Submarine canyons and fan valleys: factors affecting growth patterns of deep-sea fans. In: R.H. Dott, Jr. and R.H. Shaver, eds., *Modern and ancient geosynclinal sedimentation*. SEPM Special Publication, 19, pp. 56–68. <https://doi.org/10.2110/pec.74.19.0056>

Prelat A., Hodgson D.M., Flint S.S. (2009). Evolution, architecture and hierarchy of distributary deep water deposits: a high-resolution outcrop investigation from the Permian Karoo Basin, South Africa. *Sedimentology* 56(7), pp. 2132–2154. <https://doi.org/10.1111/j.1365-3091.2009.01073.x>

Reading H.G., Richards M. (1994). Turbidite Systems in Deep-Water Basin Margins Classified by Grain Size and Feeder System. *AAPG Bulletin*, 78(5), pp. 792–822. <https://doi.org/10.1306/A25FE3BF-171B-11D7-8645000102C1865D>

Stow D.A.V. (1976). Deep water sands and silts on the Nova Scotian Continental Margin. *Mar. Sedim.* 12, pp. 81–90. <https://doi.org/10.4138/1841>

Syngaevesky P.E., Khafizov S.F., Shimansky V.V. (2015). Deepwater alluvial cones and turbidites. Moscow: IKI, 480 p. (In Russ.)

Walker R.G. (1992). Turbidites and submarine fans. In: Walker R.G., James N.P. (Eds.), *Facies Models – response to sea level change*, 2 ed. Geological Association of Canada, St. John's, Newfoundland, Canada, pp. 239–263.

Zhemchugova V.A. (2014). Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 344 p. (In Russ.)

Zverev K.V., Kazanenkova V.A. (2001). Sedimentogenesis of deposits of the Achimov strata in the northern Ob region. *Geologiya i geofizika*, 40(8), pp. 12–23. (In Russ.)

### About the Authors

Alena V. Khramtsova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Expert in lithology and sedimentology of terrigenous reservoirs, LLC «Tyumen Petroleum Research Center». 42 M. Gorkogo st., Tyumen, 625048, Russian Federation

Sergey I. Pakhomov – Team leader, LLC «Tyumen Petroleum Research Center». 79/1 Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Nikita Y. Natchuk – Head of Department, LLC «Tyumen Petroleum Research Center». 79/1 Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Maria P. Kalashnikova – Chief Specialist, LLC «Tyumen Petroleum Research Center». 79/1 Osipenko st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Sergey V. Romashkin – Deputy CEO-Chief geologist, CJSC «Rospan International». 16v Geologorazvedchikov st., New Urengoy, 629300, Russian Federation

Artem D. Musikhin – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Specialist, CJSC «Rospan International». 16v Geologorazvedchikov st., New Urengoy, 629300, Russian Federation

Nadezhda G. Semenova – Chief Specialist, CJSC «Rospan International». 16v Geologorazvedchikov st., New Urengoy, 629300, Russian Federation

Manuscript received 5 November 2020;  
Accepted 28 May 2020; Published 30 September 2020