

УДК 550.8.056

doi: 10.55959/MSU0579-9406-4-2023-63-2-128-138

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО КАРОТАЖУ В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ И ФАЦИАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

Алёна Дмитриевна Егорова¹✉, Татьяна Геннадьевна Исакова²,
Лейла Кифах Бата³, Алексей Юрьевич Гоев⁴, Олег Владимирович Хотылев⁵,
Валерия Вадимовна Чуркина⁶, Юлия Александровна Коточкова⁷,
Татьяна Федоровна Дьяконова⁸, Сергей Викторович Козаков⁹,
Наталья Владимировна Кожевникова¹⁰, Наталья Юрьевна Москаленко¹¹,
Николай Валерьевич Белов¹², Алексей Сергеевич Мозговой¹³,
Георгий Александрович Калмыков¹⁴

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a.nosikova@oilmsu.ru ✉,
<https://orcid.org/0000-0002-0652-1195>

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; t.isakova@oilmsu.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; leilabata@gmail.com,
<https://orcid.org/0000-0002-8818-8962>

⁴ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; alex.goev@gmail.com,
<https://orcid.org/0000-0003-1734-6182>

⁵ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; hot63@mail.ru

⁶ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; valeriia_churkina@rambler.ru,
<https://orcid.org/0000-0001-7466-1598>

⁷ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; kotjulik@gmail.com,
<https://orcid.org/0000-0002-5004-4832>

⁸ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; dyakonovatf@yandex.ru

⁹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермьНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия; Sergey.Kozakov@lukoil.com

¹⁰ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермьНИПИнефть» в г. Перми, Пермь, Россия;

Natalya.Kozhevnikova@lukoil.com

¹¹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия;

Natalya.Yu.Moskalenko@lukoil.com

¹² ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Когалым, Россия; nikolay.Belov2@lukoil.com

¹³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; a.mozgovoy@oilmsu.ru,
<https://orcid.org/0000-0002-8595-3446>

¹⁴ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; g.kalmykov@oilmsu.ru,
<https://orcid.org/0000-0001-8274-3622>

Аннотация. Несмотря на то, что история изучения геологии ачимовской толщи насчитывает несколько десятков лет, объем выработки запасов этих отложений мал, а число лицензионных объектов, на которых ачимовские пласты введены в промышленную разработку, составляет единицы. Это связано со сложным геологическим строением пластов, вертикальной и латеральной неоднородностью, пониженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), низкими значениями коэффициента нефтенасыщенности.

В представленной работе сделано обобщение и анализ всей петрофизической информации, типизация разрезов по ГИС с возможностью применения индивидуальных петрофизических зависимостей для оценки характера насыщения коллекторов и коэффициента нефтегазонасыщенности. Для создания петрофизического обоснования интерпретации ГИС привлечены как исторические данные изучения керна, так и исследования, выполненные в рамках настоящей работы авторами статьи.

Типизация разрезов ачимовской толщи проводилась на основании детального литологического изучения керна с использованием специальных исследований, таких как растровая электронная микроскопия и компьютерная микротомография.

Выделение разных типов разреза, позволит в будущем скорректировать дальнейшую гидродинамическую модель для прогноза характера притока и значительно повысит достоверность оценки характера насыщенности и коэффициента нефтегазонасыщенности неоднородных отложений ачимовской толщи.

Ключевые слова: Западно-Сибирский бассейн; ачимовская толща; фациальный анализ; петрофизическая модель; геофизические исследования скважин

Для цитирования: Егорова А.Д., Исакова Т.Г., Бата Л.К., Гоев А.Ю., Хотылев О.В., Чуркина В.В., Коточкова Ю.А., Дьяконова Т.Ф., Козаков С.В., Кожевникова Н.В., Москаленко Н.Ю., Белов Н.В., Мозговой А.С., Калмыков Г.А. Оценка характера насыщенности коллекторов ачимовских отложений по каротажу в условиях низкой проницаемости и фациальной неоднородности // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2023. № 2. С. 128–138.

EVALUATION OF THE NATURE OF SATURATION OF THE RESERVOIRS OF THE ACHIMOV FORMATION BY WELL-LOGGING IN CONDITIONS OF LOW PERMEABILITY AND FACIES HETEROGENEITY

Alena D. Egorova¹✉, Tatiana G. Isakova², Leyla Kifakh Bata³, Alexey Yu. Goev⁴, Oleg V. Khotylev⁵, Valeriya V. Churkina⁶, Juliya A. Kotochkova⁷, Tatiana F. Dyakonova⁸, Sergey V. Kozakov⁹, Natalia V. Kozhevnikova¹⁰, Natalia Yu. Moskalenko¹¹, Nicolay V. Belov¹², Alexey S. Mozgovoy¹³, Georgy A. Kalmykov¹⁴

¹ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; a.nosikova@oilmsu.ru✉

² Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; t.isakova@oilmsu.ru

³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; leilabata@gmail.com

⁴ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; alex.goev@gmail.com

⁵ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; hot63@mail.ru

⁶ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; valerija_churkina@rambler.ru

⁷ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; kotjulik@gmail.com

⁸ Lomonosov Moscow State University, Russia; dyakonovtf@yandex.ru

⁹ Branch of «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm, Perm, Russia; Sergey.Kozakov@lukoil.com

¹⁰ Branch of «LUKOIL-Engineering» «PermNIPIneft» in Perm, Perm, Russia; Natalya.Kozhevnikova@lukoil.com

¹¹ Branch of «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, Tyumen, Russia; Natalya.Yu.Moskalenko@lukoil.com

¹² LLC «Lukoil-West Siberia», Kogalym, Russia; nikolay.Belov2@lukoil.com

¹³ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; a.mozgovoy@oilmsu.ru

¹⁴ Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; g.kalmykov@oilmsu.ru

Abstract. Despite the fact that the history of studying the geology of the achimov formation spans several decades, the volume of depletion of the reserves of these deposits is small, and the number of fields where the achimov formations have been put into commercial development is few. This is due to the complex geological structure of the reservoirs, vertical and lateral heterogeneity, reduced porosity and permeability properties, and low values of the oil saturation factor.

In the presented work, a generalization and analysis of all petrophysical information was made, typification of sections according to well logging with the possibility of using individual petrophysical function to assess the nature of reservoir saturation and the hydrocarbon saturation index. To create a petrophysical substantiation of well logging interpretation, both historical and current core studies in the framework of this study by the authors of the article were involved.

The typification of the sections of the achimov formation was carried out on the basis of a detailed lithological study of the core using special studies such as scanning electron microscopy and computed microtomography.

Identification of different types of section will allow in the future to correct the further hydrodynamic model for predicting the nature of the inflow and will significantly increase the reliability of assessing the nature of saturation and the hydrocarbon saturation index of heterogeneous deposits of the achimov formation.

Keywords: West Siberian basin; achimov formation; facies analysis; petrophysical model; well log data

For citation: Egorova A.D., Isakova T.G., Bata L.K., Goev A.Yu., Khotylev O.V., Churkina V.V., Kotochkova J.A., Dyakonova T.F., Kozakov S.V., Kozhevnikova N.V., Moskalenko N.Yu., Belov N.V., Mozgovoy A.S., Kalmykov G.A. Evaluation of the nature of saturation of the reservoirs of the achimov formation by well-logging in conditions of low permeability and facies heterogeneity. *Moscow University Geol. Bull.* 2023; 2: 128–138. (In Russ.).

Введение. На примере трех месторождений Западной Сибири, объединенных в «Группу Кочевских месторождений», показана возможность сокращения высокой степени неопределенности оценки характера насыщенности по ГИС в условиях низкой проницаемости и высокой неоднородности пород при дифференциации ачимовских отложений по типам разрезов.

История изучения геологии ачимовской толщи насчитывает около 40 лет, большой вклад внесли А.Л. Наумов [Наумов, 1977], И.И. Нестеров [Нестеров, 1992], Б.А. Онищенко [Онищенко, 1994], Б.С. Данков [Данков, 1995, 1996], В.А. Фомичев [Фомичев и др., 1998] и др. Однако, объем выработки запасов нефти этих отложений не достигает даже 10%, а число лицензионных объектов, на которых

ачимовские пласты введены в промышленную разработку, составляет единицы. Это связано со сложным геологическим строением пластов, вертикальной и латеральной неоднородностью, пониженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), сложностью оценки характера насыщенности коллекторов, низкими значениями коэффициента нефтенасыщенности [Жарков, 2016].

В берриасе-валанжине нижнего мела на территории Западной Сибири произошло оживление тектонических движений, особенно на территории Палеоалтая, Палеоенисейского кряжа на Сибирской платформе [Казаринов, 1958; Конторович и др., 1971, 1971a]. Это привело к резкому усилению процессов выветривания на континенте, и в конце берриаса — начале валанжина некомпенсированный режим

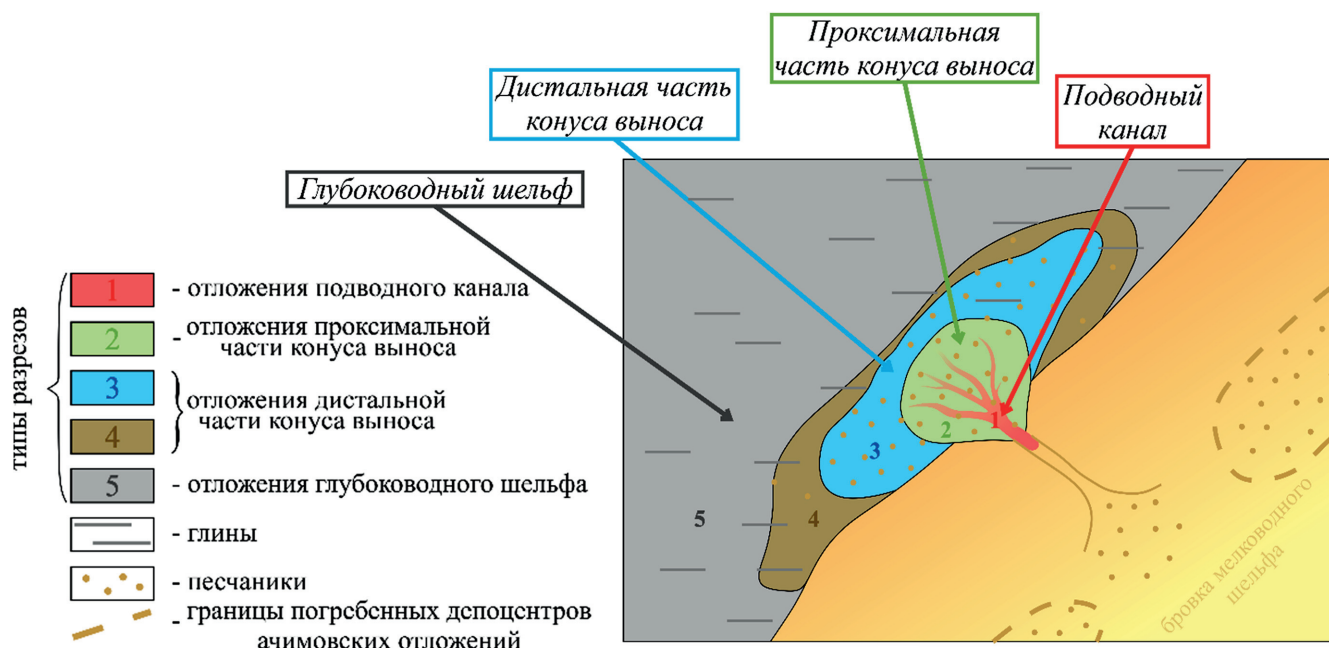


Рис. 1. Схема условий осадконакопления ачимовской толщи с выделением типов разрезом по группе Кочевских месторождений (по [Жарков, 2016], с изменениями)

осадконакопления сменился лавинной седиментацией. Наличие глубоководного морского бассейна и высоких темпов поступления терригенного материала привело к формированию в раннемеловое время на территории Западной Сибири клиноформенной толщи, которая отчетливо фиксируется на сейсмических профилях наклонными отражающими границами. Процесс накопления этих клиноформ завершился к нижнеаптскому времени нижнего мела.

Клиноформенная модель — одна из самых сложных моделей осадконакопления для детального площадного и вертикального изучения (и расчленения) с целью восстановления исходного состояния условий осадконакопления из-за непрерывного одновременного наложения осадков разных частей конусов выноса, перемещающихся по площади вслед за движением береговой и склоновой границ. Отложения ачимовской толщи относятся к данной модели осадкообразования. Один и тот же процесс четко направленной транспортировки материала по каналу стока с последующим растеканием и осаждением этого материала в подножии берегового склона способствовал формированию *разных типов разреза*, соответствующих различным частям конусов выноса по площади распространения.

Породы, слагающие разные типы разрезов, имеют очень близкий минералогический состав. Отличаются отложения только толщинами слоев и частотой их чередования в разрезе, по латерали плавно и постепенно переходят от песчаных осадков в канале стока к более глинистым в периферии.

Требуется отметить, что соотнесение типов разреза с его принадлежностью к определенной части конуса выноса — очень сложная задача, зачастую нерешаемая только с использованием керн и ГИС,

так как в разрезах наблюдается наложение разновозрастных последовательностей, относящихся к разным частям конусов выноса. Только комплексирование данных ГИС и керновых исследований с результатами детальных сейсморазведочных работ высокого качества позволяет корректно решать проблему дифференциации ачимовской толщи по фациальным условиям.

Ачимовские отложения имеют субмеридиональное простирание, параллельно бровке шельфа морского бассейна. Осадочный материал шельфа перемещался вниз по склону гравитационными потоками до подножия склона. Отсутствие в керне грубообломочных пород свидетельствует о значительной удаленности источника сноса. Чередование песчаного и глинистого материала в разрезе каждого типа говорит о колебаниях уровня моря.

Коллекторы глубоководных отложений связаны главным образом с подводными конусами выноса и их каналами (рис. 1). Наилучшие ФЕС связаны с подводящими каналами и проксимальными частями конусов выноса [Брехунцов и др., 2003; Шестакова и др., 2020].

Отложения подводных каналов и русел образуются в результате гравитационного сноса материала по склону и представлены крупным песчаным материалом. Отложения конусов выноса сложены частым переслаиванием глин и песчаников. Проксимальная часть представлена глинисто-песчаными породами с редкими и тонкими прослоями глин. Дистальная часть характеризуется более глинистым составом.

В процессе формирования осадочных толщ происходили эвстатические колебания уровня моря. При понижении уровня моря в процессе цикла осадконакопления происходило смещение новых

седиментационных линз относительно ранее отложенных. В результате линзы располагаются кулисообразно и выравнивают рельеф за счет смещения в центральные части бассейна турбидитных течений [Атлас..., 2007].

Принципиальные модели строения ачимовских отложений (фациальный состав) описаны в работах ведущих исследователей Западной Сибири [Алексеев, 2014; Нежданов и др., 2000]. Используя принципиальную модель, авторы уточнили ее для группы Кочевских месторождений на основании результатов литолого-седиментологических исследований.

В интервале ачимовских пластов от Ач₂ до Ач₉ по данным керна и геолого-геофизической характеристики определены *пять типов разрезов*, которые характеризуют литологические неоднородности ачимовской толщи и позволяют давать прогноз свойств коллекторов (табл. 1).

Таблица 1

Типы разрезов ачимовской толщи группы Кочевских месторождений

Фации	Породы	Тип разреза
Подводный канал	Песчаники, редко алевролиты, участками глинистые, карбонатные	1
Проксимальная часть конуса выноса	Песчаники, алевролиты, слабая карбонатность	2
Дистальная часть конуса выноса	Переслаивание глин и алевролитов, редко с песчаниками	3
	Преобладание глин, чередование с алевролитами, микропереслаивание разностей	4
Глубоководный шельф	Глины с тонкими и редкими прослоями алевролитов	5

К первому типу разреза относится ассоциация фаций шельфового склона, включающая породы подводного канала. Отложения характеризуются высокой песчанистостью (рис. 2, тип 1).

В шлифах отложения подводного канала представлены песчаниками, полимиктовыми, аркозовыми, с массивной текстурой, угловато-окатанными зернами (рис. 2, тип 1). Пористость варьируется от 1% (в песчаниках с вторичным карбонатным цементом) до 15% (в песчаниках с вторичным каолининовым цементом). Песчаники первого типа разреза по результатам компьютерной томографии отличаются наличием многочисленных сообщающихся межзерновых пор и каналов (рис. 2, тип 1). Доля пустот варьирует в пределах 4–11%, Радиус пор/каналов меняется от 7 до 90 мкм, преобладающий радиус — 50–70 мкм.

Ко **второму типу разреза** относятся породы проксимальной части конуса выноса и характеризуются мелкозернистостью песчаников, высоким содержанием алевроитовой примеси, слабой карбонатностью. Характерны четкие границы между лито-

логическими разностями. Текстуры массивные, полого-наклонные, имеют тонкую слойчатость, тонкое линзовидно-полосчатое чередование (рис. 2, тип 2). Присутствуют редкие интракласты глинистых пород и в незначительном количестве углефицированный растительный детрит (УРД).

Отмечаются отдельные прослои песчаников, которые по результатам компьютерной томографии характеризуются повышенным содержанием глин (гидрослюд), что снижает пористость породы до 3–5%. Радиус пор/каналов меняется от 7 до 95 мкм, преобладающий радиус — 15–25 мкм.

Третий и четвертый типы разреза выделяются в дистальной части конуса выноса и сложены алевролитами, в разной степени глинистыми, с прослоями тонко-мелкозернистых песчаников; аргиллитами алевролитистыми и переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистой составляющей. Наличие ритмичного чередования аргиллита (темноокрашенные слойки) и крупнозернистого алевролита (светлоокрашенные слойки) толщиной от 1 до 10 мм с слоистыми текстурами внутри алевролита свидетельствует о дистальных низкоплотностных потоках (рис. 2, типы 3 и 4). В краевых частях конусов выноса увеличивается глинистая составляющая, отложения становятся более тонкозернистыми и улучшается сортировка материала, проявляется тонкая слоистость пород. Граница между типами весьма условная, постепенная, породы отличаются разным соотношением алевро-песчаных прослоев к глинистым.

По результатам компьютерной томографии отложения характеризуются повышенным содержанием глин (гидрослюд) и алевроитового материала. Поры в таких образцах чаще всего изолированные, каналы практически отсутствуют. Пористость не более 0,6%, радиус пор меняется от 7 до 35 мкм, преобладающий размер — 10–17 мкм.

Пятый тип разреза сформирован глинами и алевролитами фонового осаждения и сложен преимущественно темно-серыми тонкослоистыми аргиллитами, в разной степени алевролитистыми, с единичными тонкими прослоями песчаников тонкозернистых, с горизонтально-слоистой текстурой (рис. 2, тип 5).

С учетом дифференциации образцов керна по типам разреза был проведен анализ петрофизических параметров, их граничных значений, петрофизических зависимостей. Изучение кернового материала показывает отсутствие существенных различий в петрофизических зависимостях рассмотренных типов разрезов ачимовских отложений, но при этом отмечается ухудшение ФЕС при удалении от источника сноса с усилением наложения вторичных процессов.

Близость ФЕС снижает достоверность и дифференциацию характера насыщенности по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Этап оценки характера насыщенности коллекторов —

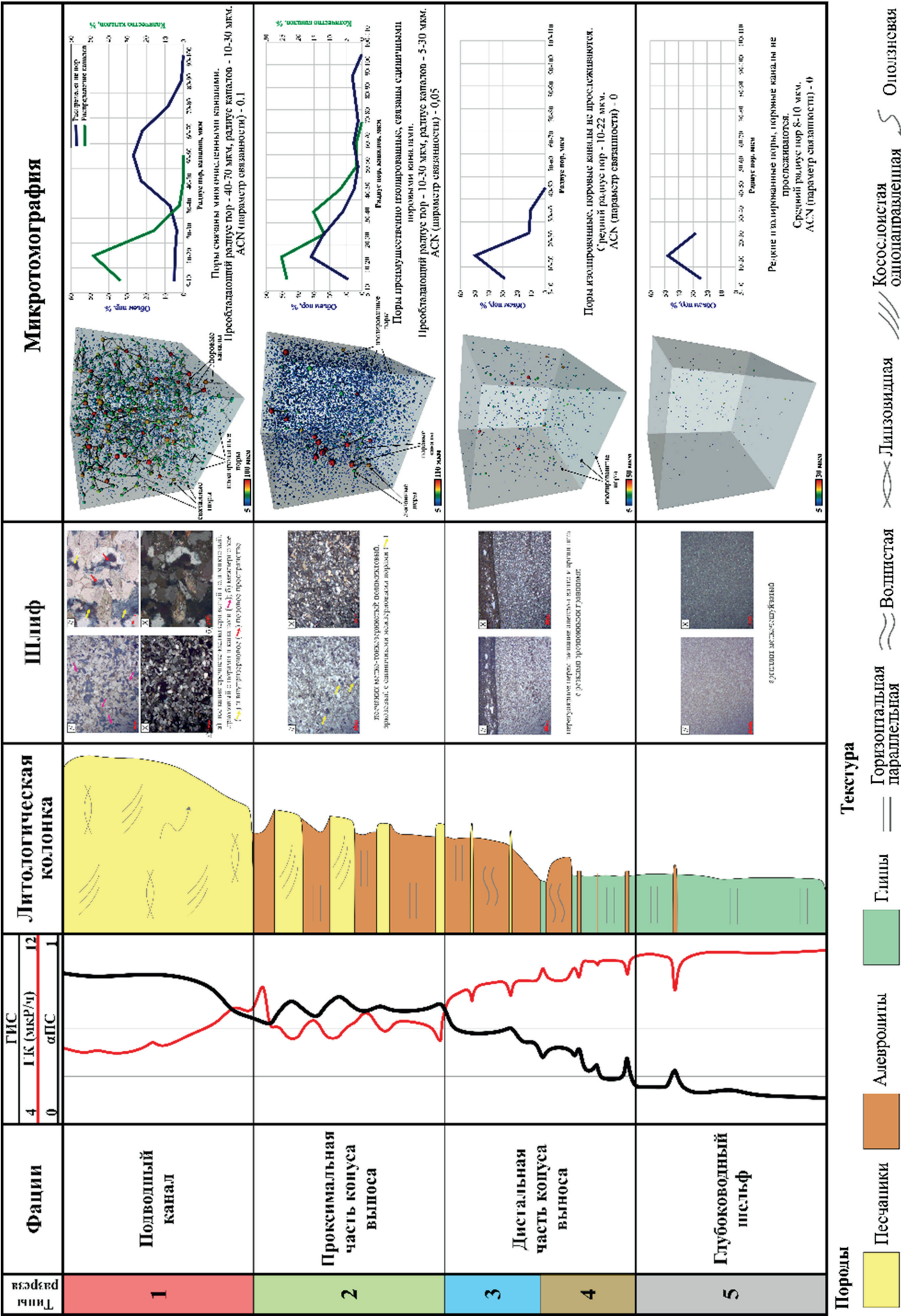


Рис. 2. Характеристика типов разреза

является большой проблемой при интерпретации ГИС и определении уровней водонефтяного контакта (ВНК), особенно при слабой обоснованности принципиальной геологической модели.

Для решения задач оценки характера насыщенности и определения коэффициента нефтенасыщенности коллекторов по геофизическим исследованиям скважин была сделана **дифференциация ачимовских отложений по типам разрезов** и установлены характерные признаки и критерии.

Типы разрезов по ГИС были дифференцированы по принципу «геометризации»: по разным соотношениям толщин песчаников и алевролитов между прослоями глин глубоководного шельфа. Для выделения типов разреза по близким характеристикам показаний методов стандартного комплекса ГИС был установлен следующий набор критериев (рис. 3):

- песчанистость (Нэф/Нобщ) — отношение суммарной толщины коллекторов в ачимовской толще (Нэф) к ее общей мощности (Нобщ);
- средняя толщина коллектора (Нэф.ср) — средняя мощность коллектора в ачимовской толще;
- относительная амплитуда метода собственных потенциалов (СП) — асп;
- комплексный параметр — разница значений асп — $\Delta\Gamma$ ($\Delta\Gamma$ — двойной разностный параметр гамма-каротажа (ГК)).

Отложения относятся к определенному типу разреза при соответствии двух и более критериев граничным значениям, приведенным на рис. 3. Использование комплекса критериев по ГИС позволяет достаточно уверенно выделять типы разрезов — части конуса выноса в скважинах без исследований керна.

На рис. 4 представлена фациальная схема формирования верхней части пласта А_{ч6} исследуемой территории. Типы разреза были выделены в скважинах с керном и без керна по описанным выше критериям. Для последующего фациального 3Д моделирования необходимо привлекать данные наземных методов сейсморазведки к уже описанным алгоритмам выделения типов разрезов в скважинах.

Для выделенных пачек **характер насыщенности оценивался дифференцированно** путем сопоставления удельного электрического сопротивления УЭС с коэффициентом пористости (Кп) по прослоям с качественными испытаниями и получением притоков нефти, воды и нефти с водой (рис. 5). На графики были нанесены теоретические уравнения УЭС, рассчитанные через значения Кв по результатам экспериментов определения относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на керне ачимовских отложений (табл. 2) — УЭС*, УЭСкр, УЭС**:

- УЭС* — сопротивление, выше которого характер насыщенности «нефть»;
- УЭС** — сопротивление, ниже которого характер насыщенности «вода»;
- УЭСкр — критическое сопротивление для отделения нефти от воды.

Таблица 2

Уравнения УЭС-Кп для оценки характера насыщенности по типам разреза

Параметр	Тип 1, 2	Тип 3	Тип 4
УЭС _{нп} , Ом·м	0,3842Кп ^{1,3424}	0,3842Кп ^{1,3424}	0,3842Кп ^{1,3424}
УЭС*, Ом·м	7,2187Кп ^{0,0795}	11,464Кп ^{-0,122}	23,721Кп ^{-0,439}
Диапазон УЭС*, Ом·м	8,8–9,2	7,9–8,2	4,4–7,3
УЭС _{кр} , Ом·м	174,05Кп ^{-1,157}	202,34Кп ^{-1,237}	256,41Кп ^{-1,364}
Диапазон УЭС _{кр} , Ом·м	5,4–8,6	5–8,1	4,3–7,4
УЭС**, Ом·м	861,94Кп ^{-1,777}	856,66Кп ^{-1,797}	848,42Кп ^{-1,827}
УЭС _{вп} , Ом·м	809,55Кп ^{-1,977}	809,55Кп ^{-1,977}	809,55Кп ^{-1,977}

Диапазоны УЭС_{кр} по типам разрезов частично перекрываются в связи с близостью ФЕС: для 1 и 2 типов УЭС_{кр}=5,4–8,6 Ом·м, для 3-го типа УЭС_{кр}=5,0–8,1 Ом·м, для 4 типа УЭС_{кр}=4,3–7,4 Ом·м. Однако величины УЭС* (получение безводного притока нефти) существенно различаются (табл. 2): для 1 и 2 типов УЭС*=8,8–9,2 Ом·м, для 3 типа УЭС*=7,9–8,2 Ом·м, для 4 типа УЭС*=4,4–7,3 Ом·м. Это позволяет однозначно выделять нефтенасыщенные коллекторы и сузить диапазон неопределенности «нефть+вода» для разных типов разрезов ачимовской толщи.

По сравнению с использованным ранее подходом при подсчете запасов (ПЗ), дифференциация палеток УЭС-Кп по типам разреза позволила сократить неоднозначность заключений по ГИС «нефть+вода» с 28,3% до 8,3% от суммарной эффективной толщины, за счет перевода части коллекторов в однозначную категорию «нефть» или «вода», что является большим преимуществом разработанной методики при интерпретации ачимовской толщи (табл. 3).

Для расчета коэффициента начальной нефтенасыщенности по электрической модели были получены зависимости с дифференциацией образцов керна по типам разрезов: связь параметра пористости с коэффициентом пористости ($R_p = f(K_p)$) в пластовых условиях и связь параметра насыщенности с коэффициентом водонасыщенности ($R_n = f(K_v)$).

Для водонасыщенных коллекторов все замеры R_p и K_p на керне описываются единой зависимостью (рис. 6, а): $R_p = K_p^{-1,977}$.

Зависимости $R_n = f(K_v)$ (рис. 6, б) получились различными и имеют вид:

- для 1+2 типа разреза — $R_n = K_v^{-1,684}$;
- для 3-го типа разреза — $R_n = K_v^{-1,528}$;
- для 4-го типа разреза — $R_n = K_v^{-1,267}$.

Фактические величины K_n по электрической модели ГИС с дифференциацией по типам разреза согласуются с теоретическими палетками, построенными по керну с учетом граничных значений K_v по ОФП (рис. 7, а-з).

Ранее при ПЗ использовалась единая связь $R_n = 1,044K_v - 1,753$ (рис. 6, б). В данной работе урав-

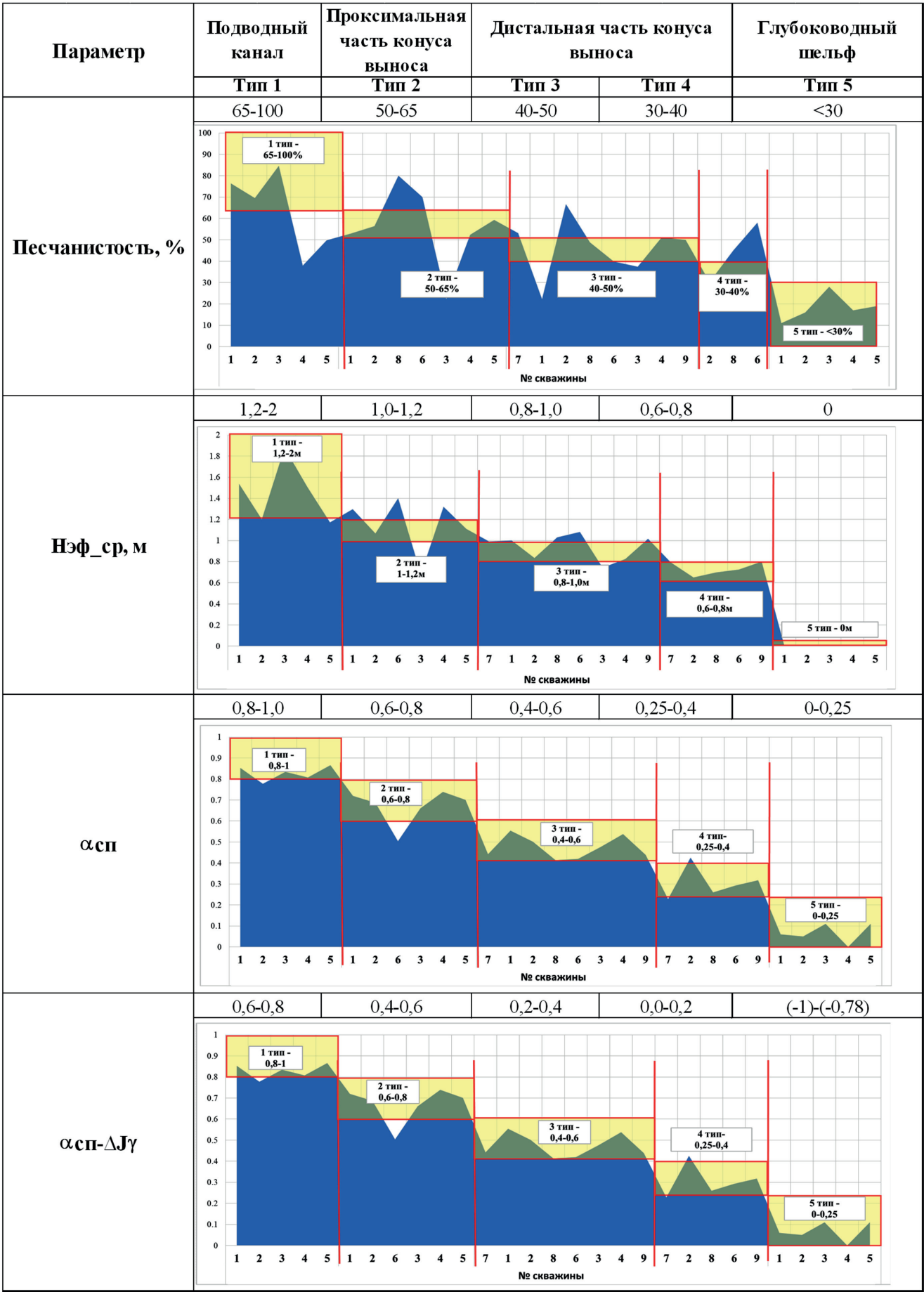


Рис. 3. Диапазоны граничных значений параметров по ГИС для разделения ачимовской толщи на типы разрезов по группе Кочевских месторождений

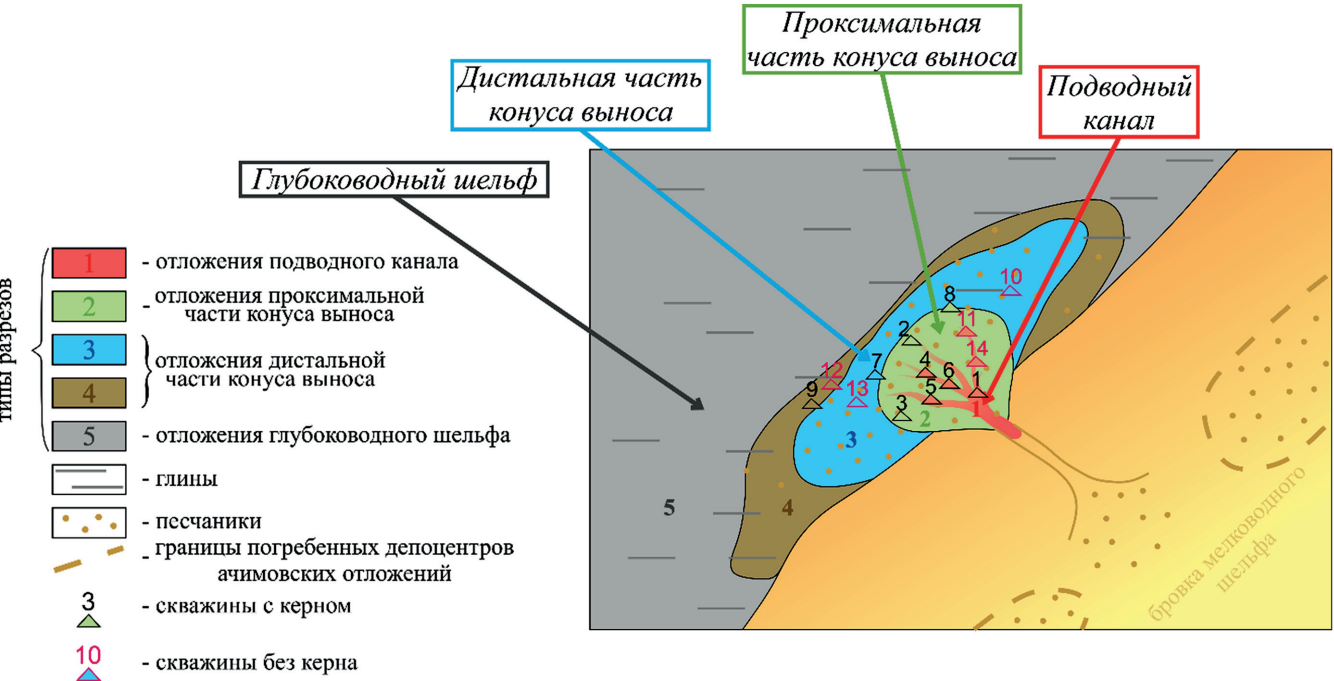


Рис. 4. Схема условий осадконакопления ачимовской толщи с выделением типов разрезов по группе Кочевских месторождений с привязанными скважинами (по [Жарков, 2016], с изменениями)

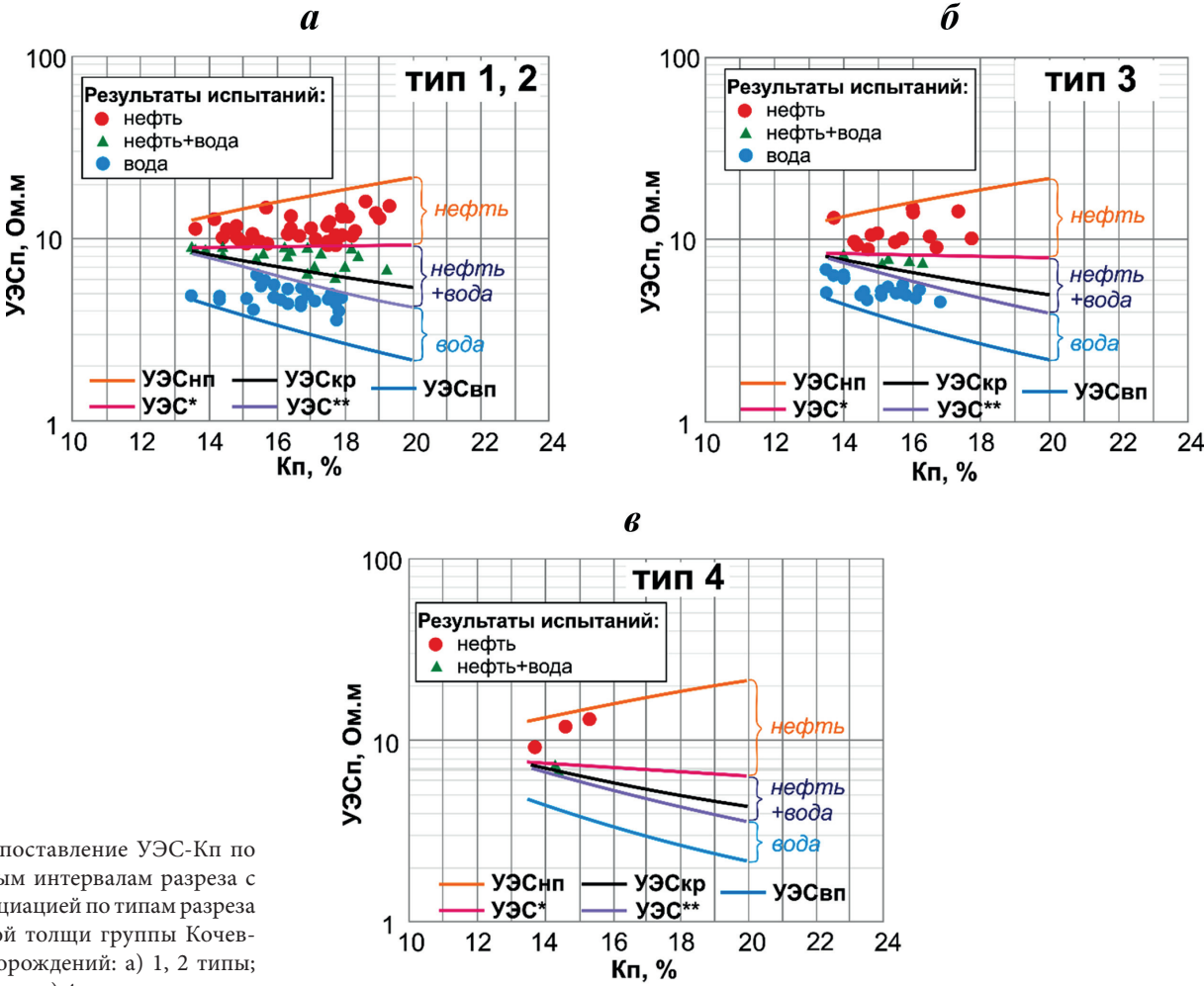


Рис. 5. Сопоставление УЭС-Кп по испытанным интервалам разреза с дифференциацией по типам разреза ачимовской толщи группы Кочевских месторождений: а) 1, 2 типы; б) 3 тип; в) 4 тип разреза

нения R_n - K_v с дифференциацией по типам разреза с показателями степени от 1,267 до 1,684 приводят к закономерному снижению K_n с ухудшением ФЕС пород от 1-го до 4 типа разреза — от отложений каналов к проксимальной и дистальной частям конусов выноса (рис. 8). Дифференциация зависимости $R_n=f(K_v)$ по типам разреза позволяет повысить достоверность определения коэффициента нефтенасыщенности (K_n) ачимовских отложений в условиях сложной фациальной неоднородности.

Заключение. Таким образом, ачимовская толща — сложный клиноформный осадочный комплекс для геологического и петрофизического анализа. В условиях единой модели осадконакопления — разновременные конусы выноса, наложенные друг на друга — стандартным способом (литотипизация, деление на пласты и пр.) из-за близких литотипов и отсутствия существенных различий ФЕС не удастся дифференцировать породы и снизить неоднозначность оценок характера насыщенности коллекторов в разрезе скважин и повысить достоверность определения параметров по ГИС. Но геофизические образы геологических разрезов скважин в зонах развития конусов выноса различаются по своим характеристикам — степени песчаности, расчлененности и толщинам песчано-глинистых прослоев.

На основе комплексного анализа керна и ГИС в работе выполнена дифференциация ачимовских отложений на пять типов разреза в соответствии с

Таблица 3

Суммарные значения эффективных толщин с различным характером насыщенности по ГИС (результаты испытаний тестовых скважин группы Кочевских месторождений по сравнению с подсчетом запасов)

Дата работы	Толщины, м				
	нефть	нефть+вода	вода	неясно	сумма
ПЗ	446,3	153,6	585	408	1592,9
Авторская модель	444,9	258,6	844	121	1668,5
Доля ПЗ, %	28,0	9,6	36,7	25,6	99,9
Доля авторской модели, %	26,7	15,5	50,6	7,3	100,1

частями конусов выноса, для выделения которых в скважинах без отбора керна разработаны количественные критерии по соотношению толщин алевропесчаных и глинистых пород и показаний методов СП и ГК.

В результате апробации методики:

- показана возможность деления разрезов скважин на типы в условиях единой модели осадконакопления с использованием «геометрического» фактора и показаний методов ГИС;
- снижена неопределенность при оценках характера насыщенности коллекторов по данным ГИС с 28,3 до 8,3% от суммарной эффективной толщины, что подтверждено результатами испытаний и сопоставимо с более «простыми» типами отложений;
- повышена достоверность определения коэффициента нефтенасыщенности K_n коллекторов по электрической модели в результате дифференцированных оценок K_n по типам разрезов.

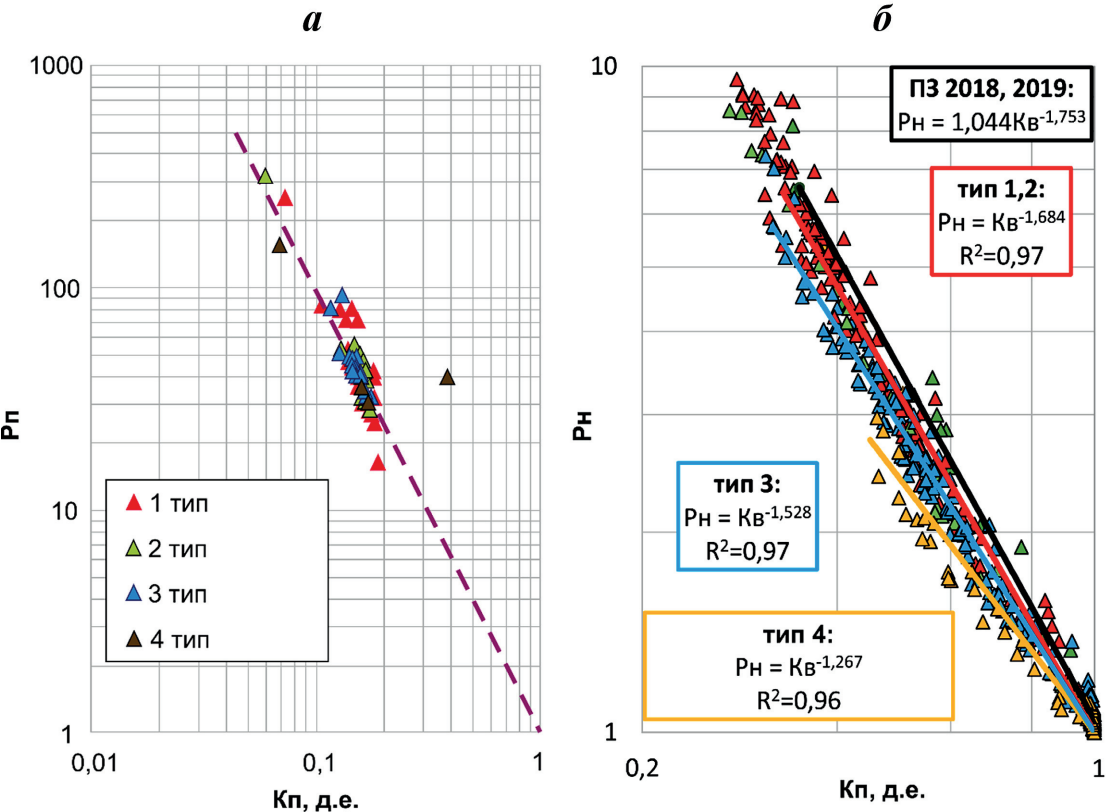


Рис. 6. Зависимость $R_n=f(K_n)$ в пластовых условиях (а) и зависимости R_n - K_v (б) по исследованиям керна ачимовских отложений группы Кочевских месторождений с дифференциацией по типам разреза

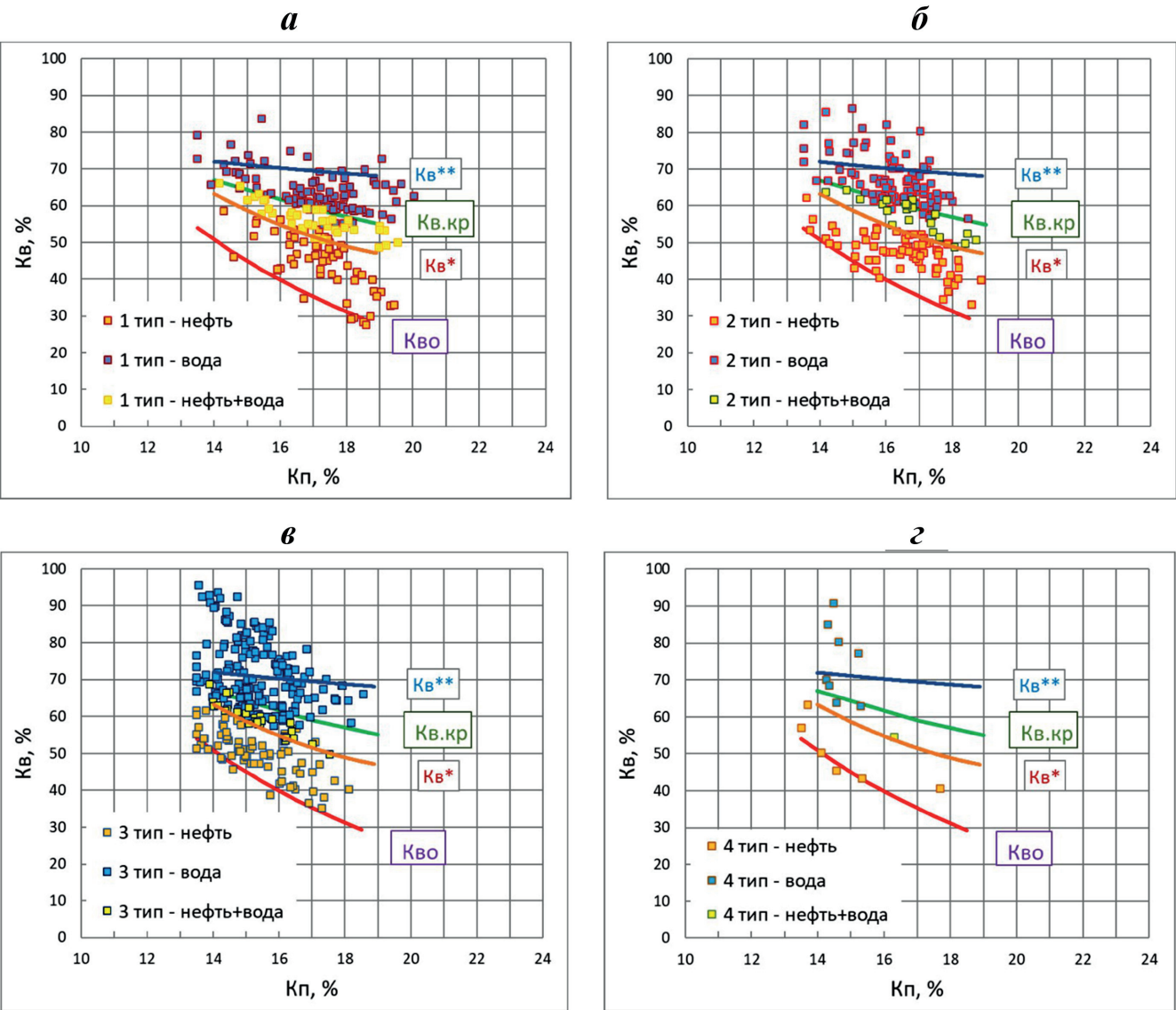


Рис. 7. Результаты определения K_v (Кн) по электрической по скважинам группы Кочевских месторождений с дифференциацией по типам разреза: а) 1 тип; б) 2 тип; в) 3 тип; г) 4 тип

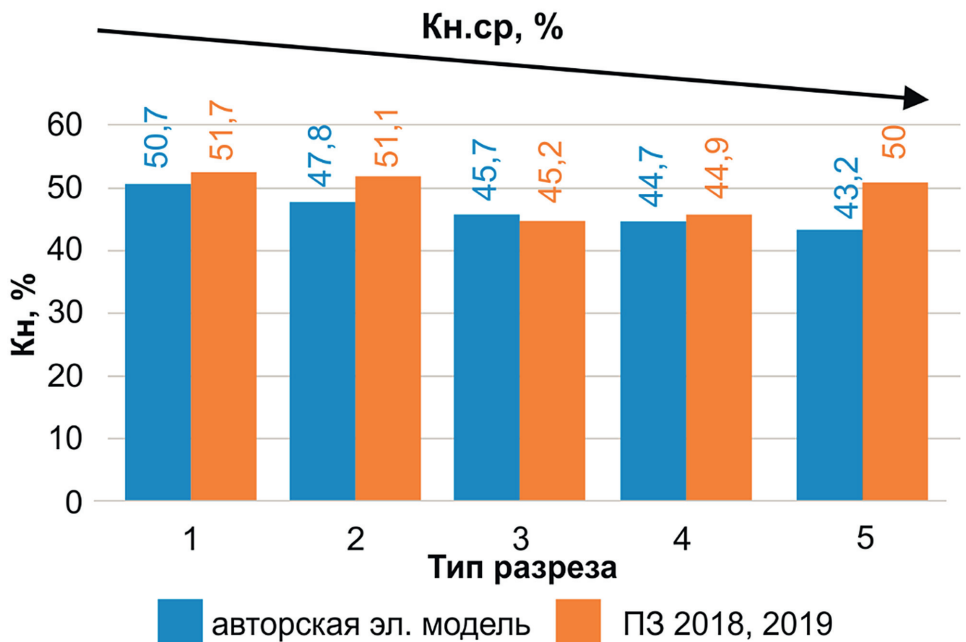


Рис. 8. Изменение K_n по электрической модели ГИС по типам разреза ачимовских отложений группы Кочевских месторождений

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижне-меловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 284 с.
- Атлас «Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа — Югры» / Под ред. А.В. Шпильмана, Г.П. Мясниковой, Г.И. Плавника. Ханты-Мансийск: ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», 2007. 191 с.
- Брехунцов А.М., Танинская Н.В., Шиманский В.В., Хафизов С.Ф. Литолого-фациальные критерии прогноза коллекторов ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны // Геология нефти и газа. 2003. № 3. С. 2–10.
- Данков Б.С. К проблемам поиска ловушек нетрадиционного типа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 1996. № 10. С. 2–10.
- Данков Б.С. Некоторые проблемы поисков ловушек нетрадиционного типа // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 1995. № 11–12. С. 2–15.
- Жарков А.М. Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 4. С. 1–12. URL: https://doi.org/10.17353/2070-5379/51_2016
- Казаринов В.П. Формации мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской низменности в связи с поисками нефти и газа // Советская геология. 1958. № 12. С. 57–68.
- Конторович А.Э., Берман Е.Л., Богородская Л.И. Геохимия юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1971. 251 с.
- Конторович А.Э., Полякова И.Д., Трушков П.А. и др. Геохимия мезозойских отложений нефтегазоносных бассейнов Сибири / Под ред. А.Э. Конторовича. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971а. 86 с.
- Наумов А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. 1977. № 10. С. 38–47.
- Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. 247 с.
- Нестеров И.И. Нефтяная геология в XXI веке // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 1992. № 3. С. 7–13.
- Онищенко Б.А. Об условиях седиментации пограничных отложений юры и мела в Среднем Приобье // Геология нефти и газа. 1994. № 7. С. 29–31.
- Рединг Х. Обстановки осадконакопления и фации. Т. 1. М.: Мир, 1990. 351 с.
- Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. М.: Недра, 1981. 439 с.
- Фомичев В.А., Боева И.В., Зайчиков Г.М. Условия формирования берриас-ранневаланжинских отложений на севере Западной Сибири // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. М.: Недра, 1998. С. 173–187.
- Шестакова Н.И., Еришов С.В., Карташова А.К. Прогноз распространения коллекторов ачимовской толщи в арктических районах Западно-Сибирского осадочного бассейна на основе сейсмофациального и динамического анализов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15, № 1. С. 1–31.

Статья поступила в редакцию 13.03.2023,
одобрена после рецензирования 22.03.2023,
принята к публикации 22.05.2023