

Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин

Т.Г. Исакова^{1*}, А.С. Персидская¹, О.В. Хотылев¹, Ю. А. Коточкова¹, А.Д. Егорова¹,
Т.Ф. Дьяконова¹, А.С. Мозговой¹, В.В. Чуркина¹, С.В. Козаков², Н.В. Кожевникова²,
Р.З. Ливаев², В.С. Дручин², Н.В. Белов³, Г.А. Калмыков¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия

³ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Когалым, Россия

В статье рассмотрен фациальный анализ и применение его результатов для типизации пород тюменской свиты. Целью работы являлось создание алгоритмов для дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) тюменской свиты на основе детального изучения керна.

По керновым исследованиям, а также геолого-геофизической и промысловой информации по тюменской свите ряда месторождений Западной Сибири выявлены основные группы фаций, отражающие гидродинамическую активность условий осадконакопления: 1 группа – высокродинамические условия, 2 группа – переходные условия, 3 группа – низкродинамические условия.

На основе этой типизации созданы петрофизические модели отложений тюменской свиты: построены петрофизические зависимости с дифференциацией по фаціальным зонам, получены граничные значения петрофизических параметров для выделения коллекторов в разных условиях осадконакопления, предложены алгоритмы дифференцированной интерпретации ГИС, в результате анализа испытаний и промыслово-геофизических исследований выявлены различия промысловых характеристик для разных условий седиментации, посчитаны линейные запасы нефти по новой петрофизической модели.

Освоение и внедрение комплексного подхода к интерпретации ГИС с учетом условий осадконакопления позволяет повысить достоверность определения свойств коллекторов тюменской свиты, эффективность подсчета запасов нефти.

Ключевые слова: Западная Сибирь, тюменская свита, фациальный анализ, петрофизическая модель, геофизические исследования скважин

Для цитирования: Исакова Т.Г., Персидская А.С., Хотылев О.В., Коточкова Ю.А., Егорова А.Д., Дьяконова Т.Ф., Мозговой А.С., Чуркина В.В., Козаков С.В., Кожевникова Н.В., Ливаев Р.З., Дручин В.С., Белов Н.В., Калмыков Г.А. (2022). Типизация отложений тюменской свиты по степени гидродинамической активности условий осадконакопления при создании петрофизической модели и дифференцированной интерпретации геофизических исследований скважин. *Георесурсы*, 24(2), с. 172–185. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>

Введение

В настоящее время большое внимание уделяется изучению низкопроницаемых сложно построенных отложений тюменской свиты, имеющих региональное распространение на месторождениях Западной Сибири и содержащих большие запасы нефти.

Несмотря на длительный срок изучения геологии и нефтегазонасности тюменской свиты в Западной Сибири, все равно остается много нерешенных проблем, влияющих на эффективность разработки месторождений.

Близость Уральских гор и Казахского нагорья сформировала сложный структурный план территории, который, в свою очередь, стал важнейшим фактором, определяющим условия осадконакопления в юрско-нижнемеловое время. Расчлененность рельефа обусловила вариативность палеогеографических обстановок и оказала большое влияние на формирование, распространение и строение отложений. Важно отметить, что тектонический режим повлиял и на дальнейшее преобразование толщ – гидротермальные процессы и повышенный тепловой поток оказали влияние на формирование и сохранность залежей углеводородов, на активное развитие вторичных преобразований пород-коллекторов.

Значительный вклад во всестороннее изучение юрских отложений Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна внесли многие авторы (Конторович и др., 1975;

* Ответственный автор: Татьяна Геннадьевна Исакова
e-mail: t.isakova@oilmsu.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Нестеров, 1979; Вассоевич, 1983; Сурков, 1986; Гурари, 2005; Алексеев и др., 2009; Конторович и др., 2013 и др.).

Коллекторы тюменской свиты приурочены к осадочным толщам с частой сменой литологических типов пород по вертикали и латерали, характеризующихся существенными вторичными преобразованиями и, как следствие, сложным строением пустотного пространства. Разработка достоверной петрофизической модели таких коллекторов требует углубленных подходов к их изучению с привлечением широкого комплекса современных методов лабораторных исследований керна.

Тюменская свита, как объект разработки, из-за сложности геологического строения, низкой проницаемости коллекторов и неоднозначности прогноза их насыщенности относится к категории объектов с трудно извлекаемыми запасами, на которые распространяются льготные государственные дотации на разработку и добычу нефти. Поэтому детальное изучение тюменской свиты на основе современных подходов получения исходной информации и ее глубокой интерпретации является весьма актуальной задачей.

Целью данной работы являлось представление полного цикла обработки геолого-геофизических материалов тюменской свиты по ряду тестовых месторождений Западной Сибири, который включал детальные седиментологические исследования керна, изучение строения пород современными лабораторными методами, создание петрофизической основы интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) с учетом и по результатам седиментологических и петрофизических исследований керна, разработку алгоритмов интерпретации материалов ГИС с дифференциацией разреза по фациальным условиям осадконакопления для определения пористости, проницаемости, нефтенасыщенности. Все приведенные в статье результаты работы выполнены на основе авторского изучения керна, интерпретации ГИС, анализа испытаний и промыслово-геофизических исследований с учетом особенностей осадконакопления, что имело целью повышение прогноза коллекторских свойств пород тюменской свиты и уточнения геологических запасов

сложно построенных низкопроницаемых отложений тюменской свиты.

Данная работа посвящена памяти Н.Б. Вассоевича, который всегда считал, что литологические исследования должны лежать в основе всех геологических построений.

Материалы и методы

Работа основана на комплексном изучении и обобщении литологического, седиментологического макро- и микроописания пород по колонкам каменного материала, результатов лабораторных исследований образцов керна, выполненных авторами в рамках данной статьи, ГИС, результатов испытаний и промысловых характеристик тюменских отложений. В работе использованы также результаты исторических исследований керна, представленные, как правило, стандартными видами изучения пород. Применялись различные авторские и исторические методики интерпретации материалов ГИС, выполнялся статистический анализ исходных и результирующих данных, сопоставление параметров, полученных авторами в результате работы, с величинами подсчетных параметров ранее опубликованных работ по изучаемым месторождениям.

Результаты и обсуждение

Особенности формирования и литолого-фациальные характеристики тюменской свиты

Изучаемый участок находится в западной части Западно-Сибирской плиты и приурочен к Новомостовскому локальному поднятию, расположенному в центральной части Яхлинской седловины. В разрезе тюменской свиты выделяются нижняя (пласты Ю₇₋₉), средняя (пласты Ю₅₋₆) и верхняя (пласты Ю₂₋₄) подсвиты. Нижняя и средняя подсвиты формировались в континентальных обстановках, в то время как верхняя часть свиты формировалась преимущественно в переходных и морских условиях.

Разнообразие структурных особенностей палеорельефа при формировании осадков в континентальных, переходных и морских условиях существенно повлияло на распределение фаций и, соответственно, строение разрез тюменской свиты (рис. 1).

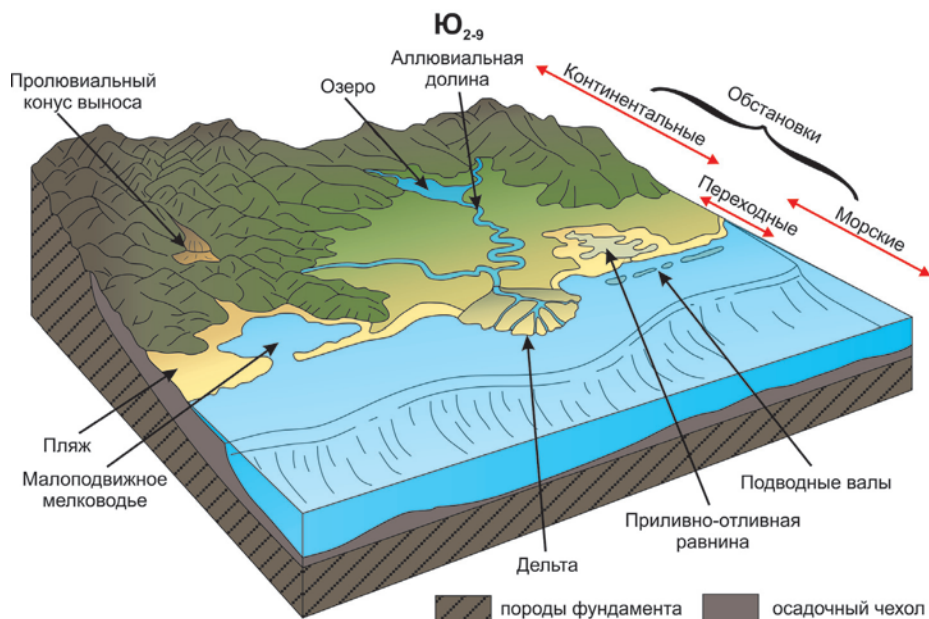


Рис. 1. Обобщенная схема условий формирования тюменской свиты с основными фациями (по Hentz et al., 1997, с дополнениями)

Выделение фаций основано на ряде характерных признаков, некоторые из которых напрямую зависят от активности водной среды (Рединг и др., 1990). На основании детального описания керна, дополненного описанием петрографических шлифов, выделены следующие фации: русловые, пойменные, озёрные, пролювиального конуса выноса, мелководно-морские. По гидродинамической активности обстановки разделены на три основные группы: с *низкой, средней (переходной) и высокой активностью*. На рис. 2 приведена сводная систематизированная информация по фациям и выделенным гидродинамическим группам, полученная по результатам авторских современных специальных исследований керна.

Поровое пространство пород тюменской свиты представлено межзерновыми пустотами, а также участками в виде округлых, эллипсовидных, причудливых форм внутри зерен полевых шпатов (ПШ) (или по границам зерен ПШ) и в виде пустот, появившихся в результате полного выщелачивания зерен ПШ. По компьютерной томографии удалось проследить и оценить связанность пор между собой. Сообщаемость пор обусловлена многочисленными каналами и описывается специальным параметром, ACN (Average Connection Number), рассчитанным при помощи компьютерного моделирования образцов (Иванов и др., 2008). Для образцов из *гидродинамически активных фаций* радиус пор изменяется от 5 мкм до 230 мкм, в среднем равен 80–120 мкм. Параметр ACN 0,09–0,87, в среднем равен 0,28, а радиус каналов в среднем – 60–90 мкм (рис. 2).

В виду тонкозернистого строения межкомпонентное поровое пространство практически отсутствует, прослеживаются лишь единичные зерна ПШ со следами выщелачивания. Отсюда следует меньший радиус пор и каналов относительно пород из *группы фаций с низкой гидродинамической активностью*, для которых радиус пор равен 5–80 мкм, средний радиус каналов 10–30 мкм. Параметр сообщаемости (ACN) для таких пород варьирует в пределах 0–0,09.

Из авторских специальных исследований следует, что именно гидродинамическая обстановка в совокупности со структурным планом территории повлияли на распределение фаций и, соответственно, на формирование фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород.

Петрофизическая характеристика отложений с привязкой к литолого-фациальным особенностям

Обычно в практике подсчета запасов углеводородов петрофизическая основа для обоснования алгоритмов интерпретации материалов ГИС создается по подсчетным объектам (продуктивным пластам) или группам подсчетных объектов без детализации по лито-фациальным характеристикам. Это связано, во-первых, с тем, что по массовым стандартным исследованиям керна зачастую не удается выявить значимые различия во взаимосвязях петрофизических параметров по керну дифференцированно по фациальным зонам единого пласта или по каким-либо другим особенностям рассматриваемых отложений. Во-вторых – наиболее распространенный случай – когда при выявленных закономерностях изменения свойств пород по керну с дифференциацией по определенным признакам, не удается найти их отражение в показаниях методов ГИС. В связи с этим, часть информации об объекте, полученная

при исследованиях на керне (микроуровень), теряется и обобщается (усредняется), что не всегда оправдано (Исакова и др., 2020).

Комплексная интерпретация специально выполненных авторами лито-фациальных, петрофизических исследований керна с геофизической характеристикой разреза в скважинах позволяет построить петрофизическую модель коллектора и учесть его фациальные особенности.

Анализ петрофизических параметров по выделенным фациальным обстановкам показал и подтвердил их закономерное ухудшение со снижением гидродинамической активности среды (переход от высокродинамических обстановок осадконакопления к низкродинамическим) (рис. 3).

По выделенным фациальным группам были построены основные петрофизические зависимости. Это связи между коэффициентами пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), остаточной водонасыщенности ($K_{во}$). Зависимости между петрофизическими свойствами позволяют судить о модели коллектора.

Особенностью данной работы является дифференциация петрофизических зависимостей по разным фациальным условиям осадконакопления пород тюменской свиты. Все петрофизические зависимости приведены на сводном рис. 4 и подтверждают возможность и необходимость дифференциации связей на группы.

Зависимость проницаемости $K_{пр}$ от коэффициента пористости K_p в целом по всем образцам дает широкий разброс проницаемости при одной пористости. При разделении образцов на три группы по условиям осадконакопления разброс точек существенно снижается. Примечательно, что при совмещении уравнений оказалось, что связи, полученные для группы 2 и группы 3, практически идентичны, а уравнение для группы 1 резко отличается (рис.4).

Зависимость проницаемости от остаточной водонасыщенности, как правило, имеет довольно высокую тесноту связи для основной массы точек по всем продуктивным пластам, что закономерно, так как изменение $K_{пр}$ зависит от изменения удельной поверхности фильтрации $S_{ф}$, когда в поровом пространстве находятся только углеводороды и связанная вода. Определяющим фактором является структура порового пространства коллектора, которая усложняется в глинистых и карбонатизированных породах из-за увеличения удельной поверхности и усложнения связи $S_{ф}$ и $K_{во}$. По графику $K_{пр}(K_{во})$ (рис.4) для всех групп видна достаточно тесная единая связь. Получены уравнения, практически не различающиеся между собой.

Зависимость остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от пористости K_p имеет достаточно тесную связь по высокродинамическим отложениям первой и второй групп, более широкий разброс точек – по низкродинамическим отложениям третьей группы. Для $K_{во}$ определяющим фактором являются размеры поровых каналов ($R_{пор}$) и, если они имеют широкий диапазон изменения, то при одной и той же пористости величины $K_{во}$ будут различными, что увеличивает разброс точек при сопоставлении $K_{во}$ с K_p . Для пористости размер поровых каналов не играет роли, важным является количество пор. Уравнения, описывающие связи для второй и третьей групп, близки, уравнение для первой группы отличается в области $K_p > 15\%$ (рис. 4).

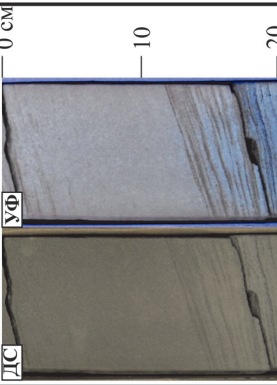
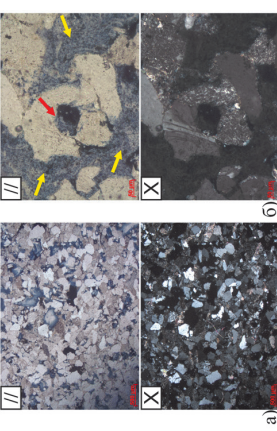
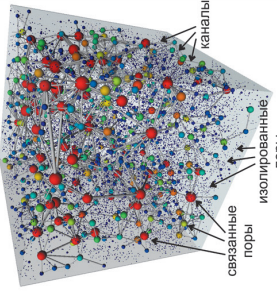
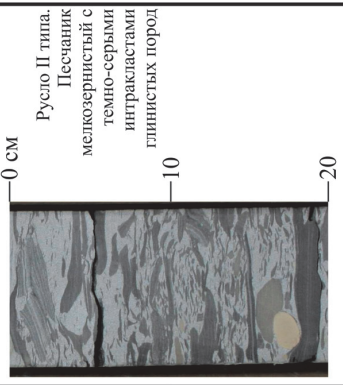
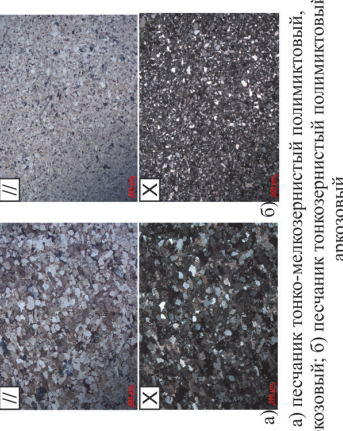
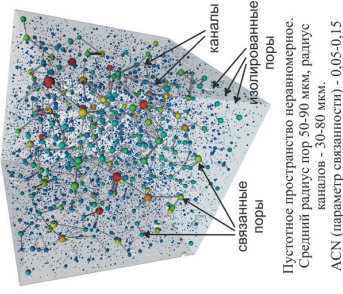
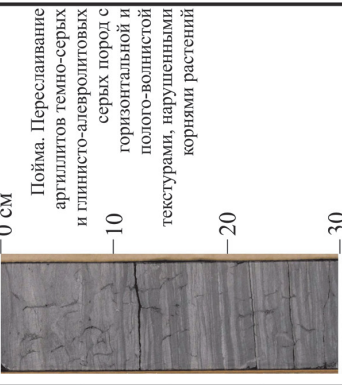
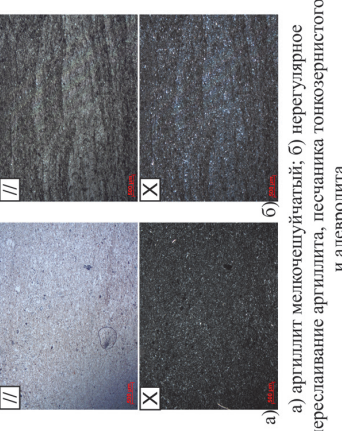
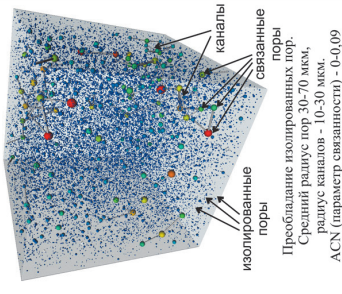
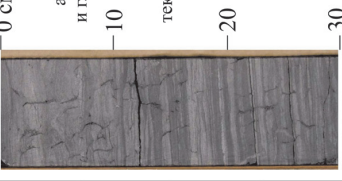
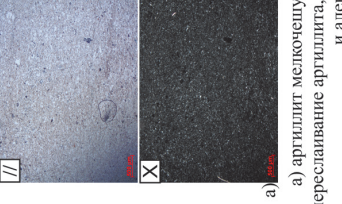
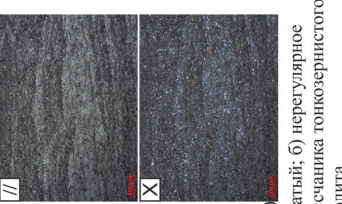
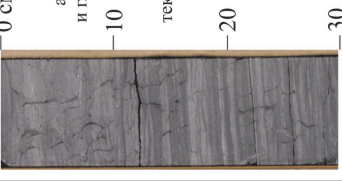
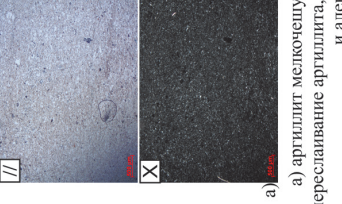
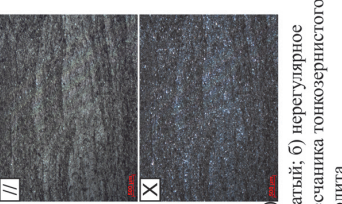
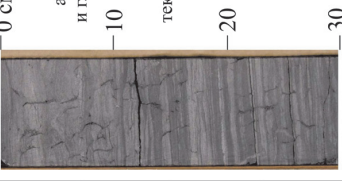
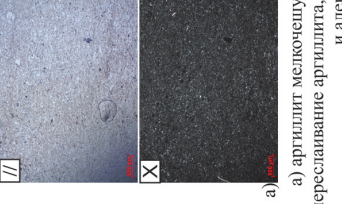
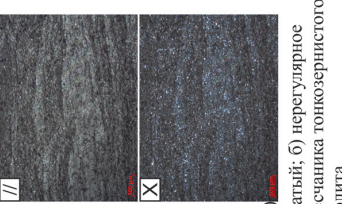
Гидродинамическая группа	Обстановки	Керн	Шлифы	Микротомография	Общее описание
Высокая	Русловые (I тип)	 0 см — 10 — 20 ДС УФ	 а) песчаник крупно-среднезернистый полимиктовый, аркозовый; б) межзерновое (красные стрелки) поровое пространство внутризерновое	 Поры связаны многочисленными каналами. Средний радиус пор 80-120 мкм, радиус каналов - 60-90 мкм. ACN (параметр связности) - 0,28	Песчаные и алевро-песчаные породы со структурами от тонко- до крупнозернистой. В виду активности водной среды формируются характерные текстуры: косая параллельная, полого-волнистая, линзовидно-волнистая. Поровое пространство присутствует в виде межзерновых пустот, а также - в виде округлых участков внутри (или по границе) зерен ПШ, появившихся в результате выщелачивания зерен ПШ.
	Проксимальная часть пролювиального конуса выноса	 0 см — 10 — 20 Русло II типа. Песчаник мелкозернистый с темно-серыми интракластами глинистых пород	 а) песчаник тонко-мелкозернистый полимиктовый, аркозовый; б) песчаник тонкозернистый полимиктовый, аркозовый	 Пустотное пространство неравномерное. Средний радиус пор 50-90 мкм, радиус каналов - 30-80 мкм. ACN (параметр связности) - 0,05-0,15	Алевро-песчаные, песчано-алевролитовые, породы, алевролиты. Непостоянная, импульсивная активность водной среды приводит к формированию беспорядочных, линзовидных, волнистых текстур. Поровое пространство нервномерное, чаще всего представлено редкими межзерновыми пустотами.
Средняя (породообразующая группа)	Русловые (II тип)	 0 см — 10 — 20 Пойма. Переслаивание аргиллитов темно-серых и глинисто-алевролитовых пород с горизонтальной и полого-волнистой текстурами, нарушенными корнями растений	 а) аргиллит мелкозернистый; б) нерегулярное переслаивание аргиллита, песчанника тонкозернистого и алевролита	 Переслаивание изолированных пор. Средний радиус пор 30-70 мкм, радиус каналов - 10-30 мкм. ACN (параметр связности) - 0,0-0,09	Песчано-алевролитовые, алевро-глинистые и глинисто-алевролитовые, углистые породы, алевролиты, аргиллиты. В виду низкой гидродинамики формируются массивная, горизонтальная параллельная, полого-волнистая текстуры. Как правило, отмечаются растительные остатки в разных формах: отпечатки, корни, детрит, прослои углей. Поровое пространство представлено единичными межзерновыми пустотами.
	Пойма	 0 см — 10 — 20 — 30			
	Озера				
Средняя (породообразующая группа)	Слабоподвижное морское мелководье				

Рис. 2. Литологические и структурные характеристики фаций, сгруппированных по гидродинамической активности

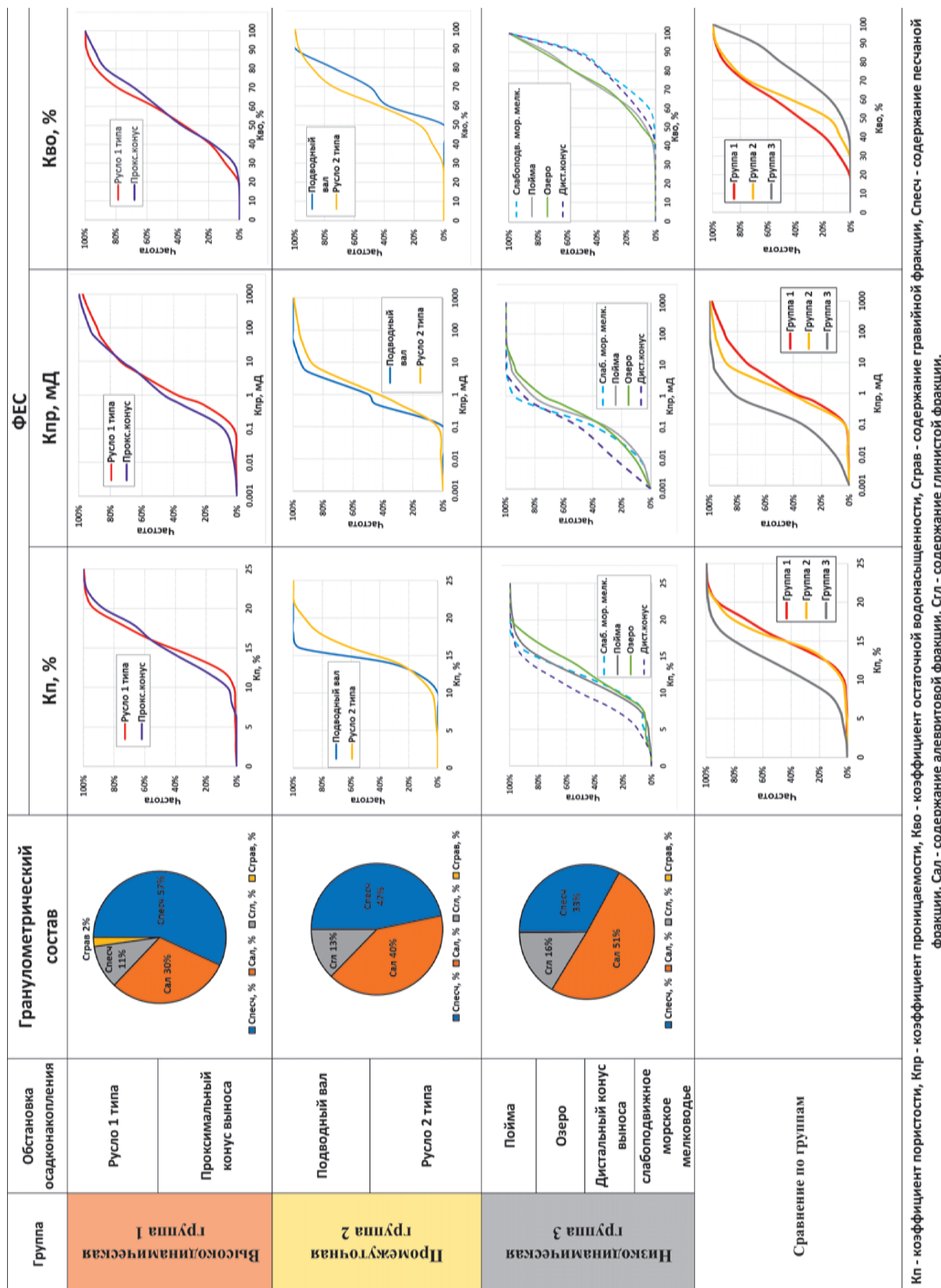


Рис. 3. Сопоставление литофациальных характеристик и петрофизических параметров отложений томенской свиты с дифференциацией по обстановкам гидродинамической активности

Сравнивая все рассмотренные петрофизические зависимости по выделенным группам условий осадконакопления, можно отметить, что по группе 3 низкодинамических отложений зависимости имеют больший разброс точек, чем по группам 1 и 2. Это связано с разной динамикой водной среды осадконакопления: при высокой динамике осадки включают преимущественно песчаные фракции с минимальным содержанием алевритовой и глинистой, породы представлены песчаниками и песчаниками алевритистыми; при низкой динамике крупнозернистые фракции уступают место мелкозернистым песчаным и алевритовым, породы представлены алевролитами и алевролитами глинистыми. При этом также отмечены

изменения в минеральном составе глин. Итогом является усложнение структуры порового пространства, что подтверждает общеизвестные закономерности ухудшения ФЕС по мере уменьшения зернистости пород.

Фациальные группы, четко выделяемые по керну, также хорошо подтверждаются по промысловым характеристикам (результатам промыслово-геофизических исследований и испытаний объектов), что свидетельствует о важности и необходимости разделения пород по условиям осадконакопления.

Анализ результатов испытаний проводился с использованием информации о работе пласта на естественном режиме без методов воздействия. При испытании в

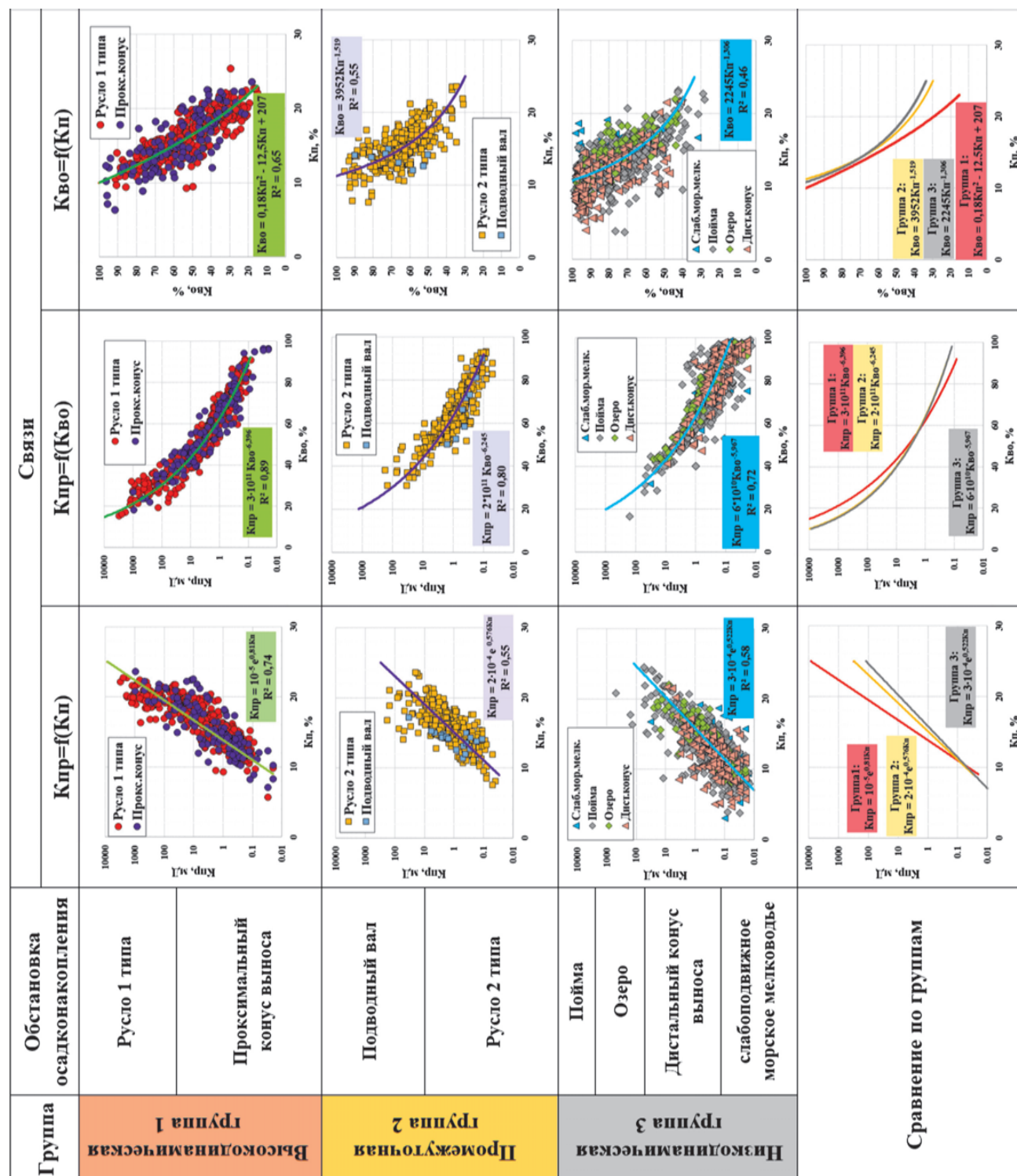


Рис. 4. Петрофизические зависимости $K_{пр} = f(K_{п})$, $K_{пр} = f(K_{во})$, $K_{во} = f(K_{п})$ по керну пластов тюменской свиты с дифференциацией по условиям осадконакопления

закрытом стволе мощность интервала испытаний менялась от 1 м до 40 м. В каждом интервале перфорации была определена обстановка осадконакопления по ГИС. Если в интервал перфорации попадали высоко- и низкодинамические обстановки, то полученный приток относился к высокодинамическим фациям.

Анализ испытаний отложений тюменской свиты в закрытом стволе (табл. 1, рис. 5А) показал следующее:

- для высокодинамических отложений характерны повышенные дебиты при испытаниях: в высокодинамических отложениях дебит в среднем составлял 17,6 м³/сут, в низкодинамических – 4,9 м³/сут, в промежуточной группе 2 средний дебит равен 7,9 м³/сут;

- в высокодинамических отложениях гораздо ниже вероятность отсутствия притока: при испытании интервалов в 1 и 2 группах результат «сухо» составляет 14 %, в 3 группе – 25 %.

Анализ промыслово-геофизических исследований (ПГИ) заключался в выявлении работающих прослоев коллекторов в интервале перфорации с привязкой к условиям осадконакопления (табл. 1, рис. 5Б). Наибольший охват интервалов перфорации работающими толщами характерен для отложений первой группы, в меньшей степени – для отложений второй группы и минимальный процент – для отложений третьей группы, что закономерно согласуется со значениями ФЕС и степенью неоднородности коллекторов из разных групп осадконакопления.

Критерии выделения обстановок

осадконакопления тюменской свиты по данным ГИС

По результатам прямой информации исследований ядра была установлена дифференциация взаимосвязей

ФЕС пород по степени гидродинамической активности среды осадконакопления. В связи с этим, необходимо идентифицировать фациальные условия по косвенным геофизическим признакам в скважинах без отбора ядра для создания индивидуальных алгоритмов интерпретации ГИС с определением подсчетных параметров – эффективной толщины $H_{эф}$, коэффициентов пористости K_p , проницаемости $K_{пр}$ и нефтенасыщенности K_n .

Особенности характеристик ГИС разных фациальных типов отложений рассматривал Муромцев В.С. в своей работе «Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа» (Муромцев, 1984). Типовые виды кривых метода самопроизвольной поляризации (СП) по Муромцеву В.С. приведены на сводном рисунке 6, из которого видно, что при высокодинамической активности формируются мощные песчаные пачки с большими амплитудами СП, при низкодинамической – преимущественно маломощные прослои с малыми амплитудами СП, при промежуточной активности формируется осадки с комбинацией геофизических образов. Т.е. Муромцевым В.С. сформулированы основные качественные признаки фациальных условий по методу СП – форма амплитуды, расчлененность кривой СП, выдержанность аномалии СП по разрезу. В данной работе, кроме метода СП, были рассмотрены показания других геофизических методов с привязкой к фациальным условиям и установлены количественные критерии для выделения групп фаций в разрезах скважин.

Лучшие результаты для дифференциации изучаемого разреза на обстановки осадконакопления дало комплексирование методов СП, гамма-каротажа (ГК) и эффективной толщины непрерывного коллектора ($H_{эф,непр}$).

Обстановка	Испытания без интенсификации			Доля работающих прослоев от интервала перфорации, %
	Кол-во	Дебит, м³/сут	Отсутствие притока	
		мин-макс		ср.знач
Группа 1 - высокодинамическая	37	0,4-74	6 (16%)	9,2-56,6
		17,6		36,4
Группа 2 - промежуточная	14	1,0-16,0	5 (35%)	8,9-37,5
		7,9		20,2
Группа 3 - низкодинамическая	20	2,2-16,0	3 (15%)	0,0-20,0
		4,9		5,6

Табл. 1. Результаты анализа испытаний пластов тюменской свиты

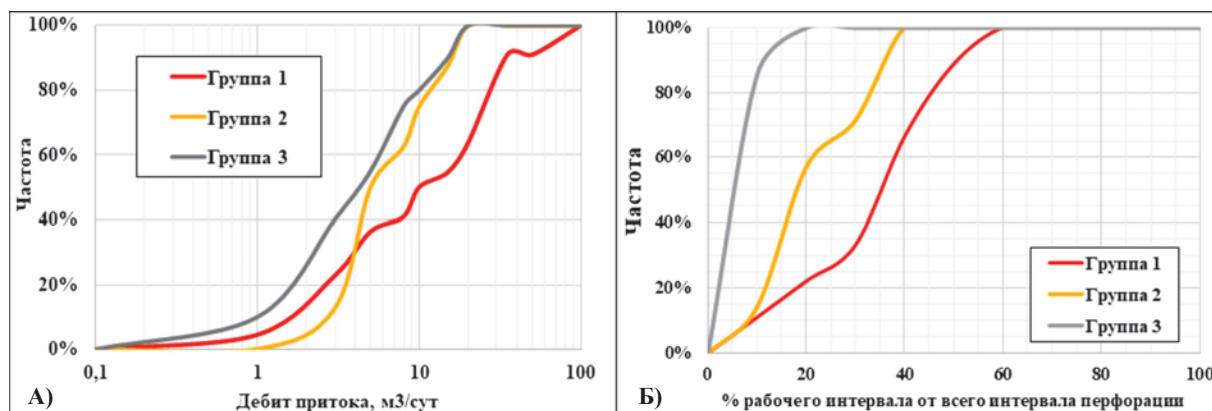


Рис. 5. Анализ доли работающих толщин для разных групп условий осадконакопления в интервалах перфорации тюменской свиты (А) и дебитов притоков при испытании пластов тюменской свиты в закрытом стволе (Б)

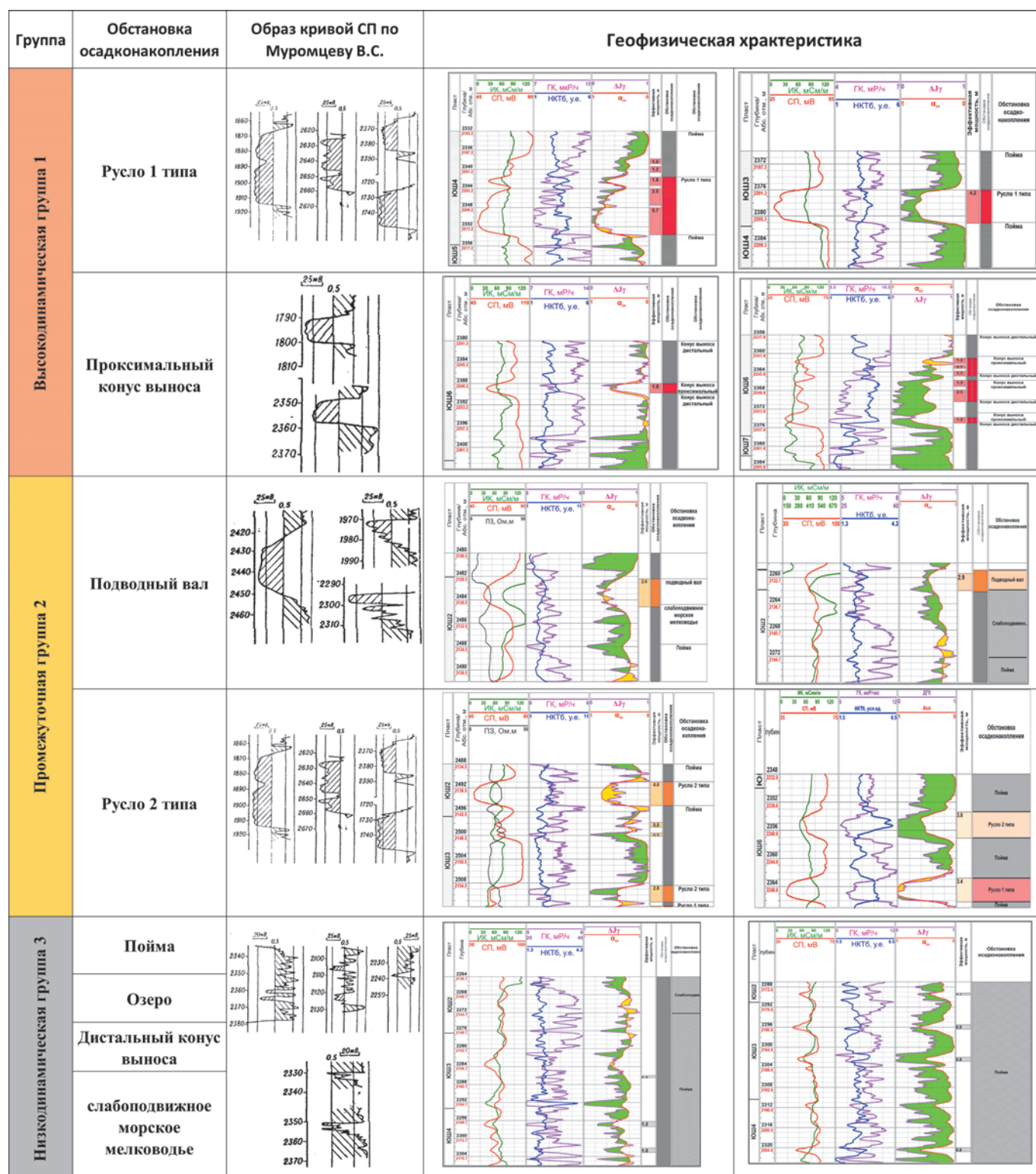


Рис. 6. Характеристика по методам ГИС гидродинамических групп отложений тюменской свиты

Метод ГК характеризуется минимальными показателями не только в коллекторах первой, но и второй, и третьей групп, и в итоге может быть использован только для выделения коллекторов в целом по разрезу. Для дифференциации разреза по типам отложений необходимо к ГК привлекать показания СП (рис. 7).

При сопоставлении относительных параметров – двойного разностного параметра ГК (ΔJ_{γ}) и относительной амплитуды СП ($\alpha_{\text{СП}}$) однозначно выделяются отложения 1 группы – породы высокотонамической обстановки. Для дальнейшей дифференциации условий

осадконакопления необходимо привлекать граничные значения $N_{\text{эф.непр}}$. Последовательность действий для выделения условий осадконакопления по ГИС показана на рис. 8, на котором приведены граничные значения геофизических параметров одного из месторождений Западной Сибири.

В результате комплексирования методов ГИС с данными по керну установлены количественные критерии геофизических параметров для сегментации разреза скважин по фаціальным группам с целью дифференцированной интерпретации по разрезу скважин.

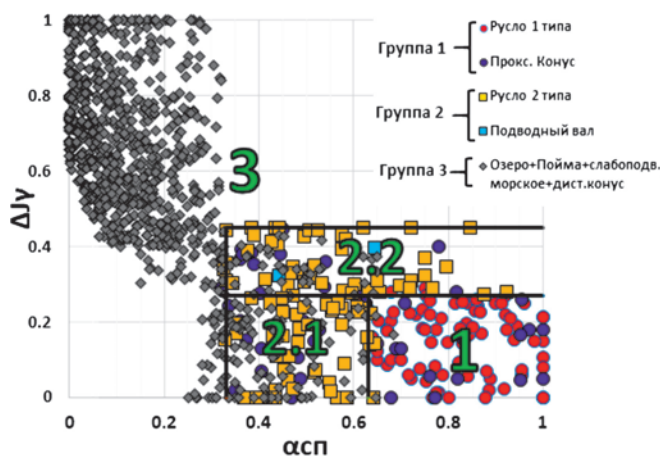


Рис. 7. Сопоставление $\Delta J\gamma$ и $\alpha_{сн}$ для отложений тюменской свиты с выделением групп осадконакопления

Для интерпретации материалов ГИС разработаны следующие методики и алгоритмы в рамках установленных групп.

Получены дифференцированные граничные значения коэффициентов пористости и проницаемости ($K_{п,гр}$, $K_{пр,гр}$) по сопоставлениям с динамической пористостью ($K_{п,дин}$) для выделения коллекторов в разных условиях осадконакопления: для высокودинамических отложений (группа 1) – $K_{п,гр}=12,3\%$, $K_{пр,гр}=0,21$ мД; для промежуточных и низкودинамических отложений (группы 2, 3) – $K_{п,гр}=13,5\%$, $K_{пр,гр}=0,42$ мД. Очевидно, что при использовании усредненных (без дифференциации по типам) граничных значений параметров будет происходить необоснованное завышение эффективных толщин в породах низкودинамических отложений и занижение в породах высокودинамических отложений.

Получены индивидуальные зависимости для расчета коэффициента пористости по методам ГИС – $K_{п}=f(\alpha_{сн})$, $K_{п}=f(\delta_{п}-\text{плотность})$, $K_{п}=f(\Delta J\gamma, \Delta \ln - \text{двойной разностный параметр нейтронного каротажа})$.

Выявлены различия в типе смачиваемости: породы высокودинамической группы имеют негидрофильную

смачиваемость, породы промежуточной и низкودинамической групп характеризуются преимущественно гидрофильной смачиваемостью.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности по электрической модели с использованием методики Дахнова-Арчи по данным керна получены индивидуальные зависимости $P_{н}-K_{в}$ (параметр насыщения $P_{н}$ – коэффициент водонасыщенности $K_{в}$), отражающие разные типы смачиваемости по показателю степени n в уравнении $P_{н}=f(K_{в})$: для высокودинамических отложений $n=1,7$; для низкودинамических – $n=1,58$. Выполнен расчет коэффициента нефтенасыщенности коллекторов с использованием петрофизических зависимостей «керна-керна» и сравнение величин $K_{н}$ по ГИС с керном (табл. 2).

Сравнение показало, что в среднем по разрезу $K_{н}$ по керну равен 47,2 %; по ГИС (по связям $P_{н}-K_{в}$ «керна-керна» с дифференциацией по фациям) – 58,1 %. Расхождение – 10,9 % абсолютных или 23,1 % относительных, что составляет очень большую величину различия среднего значения коэффициента нефтенасыщенности ($K_{н,ср}$).

Без дифференциации зависимостей по условиям осадконакопления также велика разница между величинами $K_{н}$ по керну и ГИС – 6,4 % абс. или 13,6 % отн.

Существенное увеличение $K_{н}$ по ГИС (58,1 %) относительно керна (47,2 %) связано с учетом характера смачиваемости пород тюменской свиты. В результате стандартного экстрагирования образцов искусственно занижается удельное электрическое сопротивление (УЭС) по керну по сравнению с УЭС по ГИС, а, следовательно, занижается и величина $P_{н}$, что вносит искажение (снижение) в значение показателя смачиваемости « n » зависимости $P_{н}-K_{в}$. В итоге это приводит к существенному увеличению $K_{н}$ по электрической модели ГИС.

Для проверки учета влияния смачиваемости образцов построена зависимость $P_{н}-K_{в}$ типа «керна-ГИС», при построении которой $K_{во}$ принимается по керну, $K_{п}$ и удельное электрическое сопротивление нефтенасыщенных пород – по геофизическим исследованиям скважин, расположенных в зоне предельного насыщения нефтью.

Схема деления на условия осадконакопления по ГИС

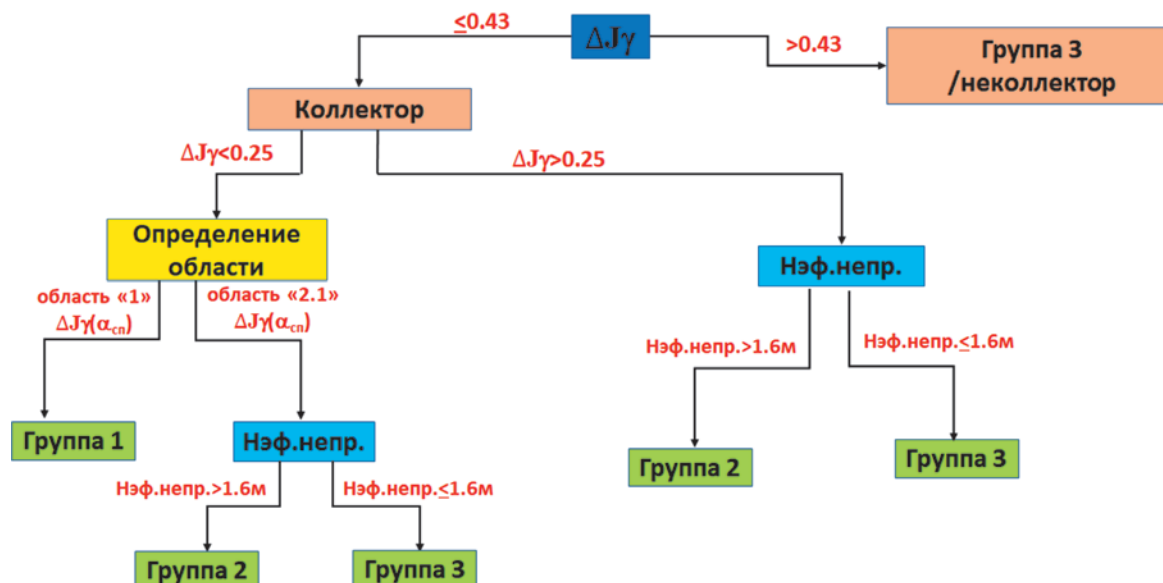


Рис. 8. Схема дифференциации отложений тюменской свиты на условия осадконакопления по данным ГИС

Получена зависимость $P_n - K_n$ с показателем степени $n=2,209$.

Сопоставление K_n по керну и ГИС ($P_n - K_n$ «кern-ГИС») показало (табл. 2), что в высокодинамических отложениях K_n по керну равен 50,3 %, по ГИС – 49,4 %. Расхождение невелико: -0,9 % абс. или -1,8 % отн. По керну в переходных отложениях 2-ой группы $K_n = 43,4$ %, по ГИС – 46,9 %. Расхождение равно 3,5 % абс. или 8,1 % отн. В низкодинамических отложениях K_n по керну составляет 41,2 %, по ГИС – 42,5 %, расхождение 1,3 % абс. или 3,2 % отн.

В среднем по всему разрезу K_n по керну равен 47,2 %, по ГИС – 48 %. Расхождение незначительное – 0,8 % абс. или 1,7 % отн.

Сходимость величин K_n по связи $P_n - K_n$ «кern-ГИС» с керном, а не со стандартной зависимостью $P_n - K_n$ «кern-кern» – это достаточно сильный аргумент в доказательство частичной гидрофобизации терригенных коллекторов тюменской свиты в высокодинамических условиях осадконакопления, что необходимо принимать во внимание и выполнять исследования керна по специальной программе для определения K_n по ГИС. Критерием достоверности полученных величин коэффициента нефтенасыщенности по ГИС являются значения УЭС коллекторов, отражающие природную смачиваемость пород в разрезе скважин.

По разработанным методикам и алгоритмам с дифференциацией по условиям осадконакопления выполнена интерпретация материалов ГИС тестовых скважин: идентифицированы фациальные обстановки, выделены коллекторы, определены коэффициенты пористости и нефтенасыщенности коллекторов (рис. 9). На рисунке видна хорошая сходимость расчетных данных по ГИС с данными исследований керна. Проведено сравнение с результатами интерпретации по ранее принятой модели 2014 года (рис. 10, табл. 3). Сопоставление параметров эффективной толщины ($H_{эф}$), пористости (K_n) и нефтенасыщенности (K_n)

происходило в границах фациальных обстановок, установленных в данной работе. Видно, что при уточнении петрофизической модели коллектора, линейные запасы ($H_{эф} \cdot K_n \cdot K_n$) существенно изменились за счет снижения величин K_n , K_n и $H_{эф}$.

Заключение

Выполненный всесторонний детальный анализ исследований керна сложно построенных низкопроницаемых отложений тюменской свиты продемонстрировал возможность успешной практической дифференциации методик и алгоритмов интерпретации данных ГИС по фациальным условиям осадконакопления. Количественные оценки подсчетных параметров коллекторов тюменской свиты по методикам ГИС с учетом основополагающих генетических условий отложения осадков имеют более высокую достоверность получаемых величин и позволяют повысить эффективность подсчета начальных запасов нефти. При условии создания геологической и гидродинамической моделей с учетом генезиса осадков появляется возможность адресно подбирать эффективные способы воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи.

Таким образом, в рамках исследований по тюменской свите получены следующие результаты:

- Выполнен детальный анализ кернового материала с целью дифференциации пород по условиям осадконакопления – выделением высоко- и низкодинамических признаков формирования осадков.
- Проведены специальные детальные исследования керна для изучения минерального состава пород, структуры порового пространства, капилляриметрические исследования, замеров показателей смачиваемости.
- Установлены зависимости между петрофизическими характеристиками отложений и их фациальной природой.

Группы отложений по гидродинамической активности	Кн.ср, %			
	Керн	ГИС		
		Электрическая модель (Рн-Кв "кern-кern")	Электрическая модель (Рн-Кв "кern-ГИС")	Электрическая модель (Рн-Кв "кern-кern") без дифференциации зависимостей
группа 1 (высокотдинамическая)	50,3	58,5	49,4	53,9
Δ^* , %		8,2	-0,9	3,6
δ^{**} , %		16,3	-1,8	7,2
группа 2 (промежуточная)	43,4	58,5	46,9	54
Δ , %		15,1	3,5	10,6
δ , %		34,8	8,1	24,4
группа 3 (низкоддинамическая)	41,2	53,8	42,5	47,1
Δ , %		12,6	1,3	5,9
δ , %		30,6	3,2	14,3
итого по разрезу	47,2	58,1	48	53,6
Δ , %		10,9	0,8	6,4
δ , %		23,1	1,7	13,6

* Δ - абсолютное расхождение Кн

** δ - относительное расхождение Кн

Табл. 2. Сопоставление величин K_n по керну и разным способам расчета по ГИС

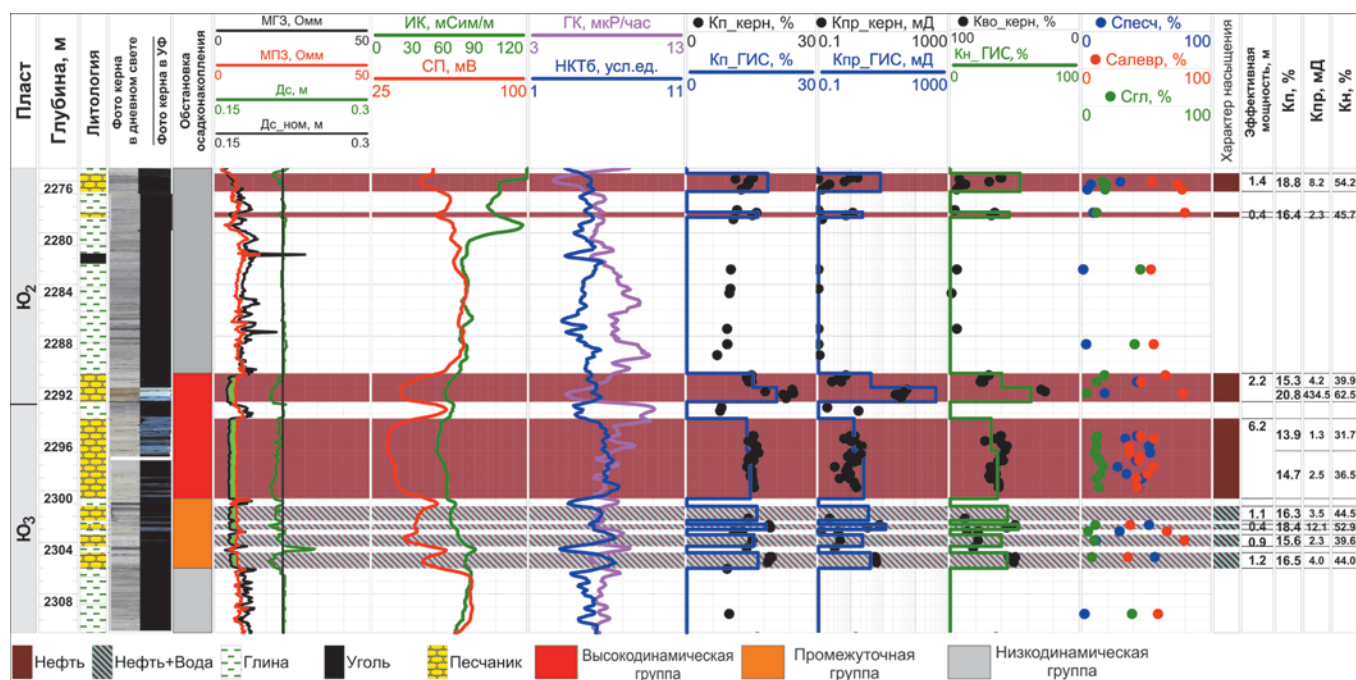


Рис. 9. Анализ полученных результатов интерпретации данных ГИС по тестовому массиву скважин

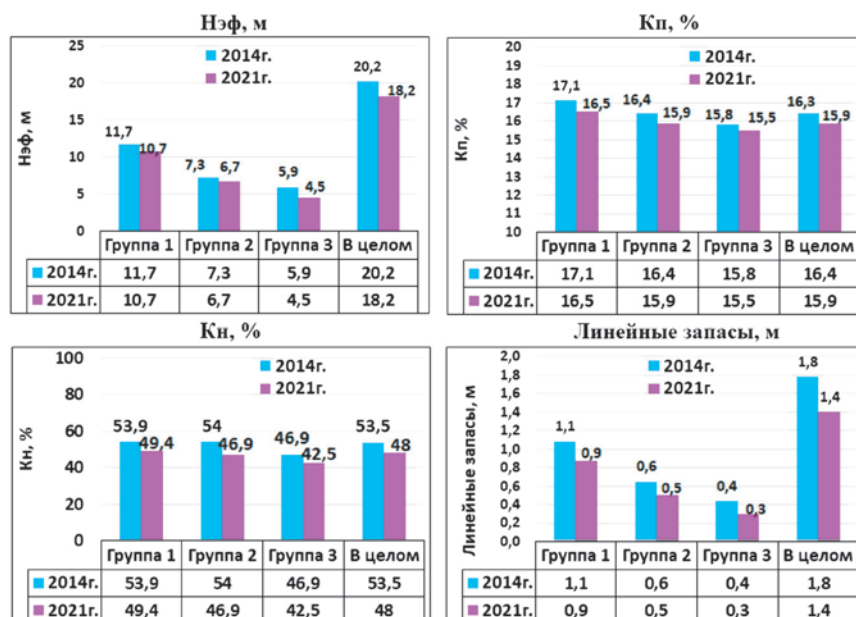


Рис. 10. Геолого-геофизический разрез пластов тюменской свиты по скв. 1 с результатами интерпретации по новой петрофизической модели

Отложения	Линейные запасы	
	2014 г.	2021г.
Высокодинамическая группа 1	1,1	0,9
Расхождение:	абс.:	-0,21
	отн.:	-19,1
Переходная группа 2	0,6	0,5
Расхождение:	абс.:	-0,15
	отн.:	-22,7
Низкодинамическая группа 3	0,4	0,3
Расхождение:	абс.:	-0,15
	отн.:	-33,4
Итого группа 1+2+3	1,8	1,4
Расхождение:	абс.:	-0,39
	отн.:	-21,8

Табл. 3. Сопоставление линейных запасов тюменской свиты

• По данным геофизических исследований скважин обоснованы количественные критерии дифференциации отложений тюменской свиты на высоко- и низкодинамические, сделаны оценки граничных значений геофизических параметров для выделения коллекторов и оценки характера насыщенности с учетом принадлежности к фациальным зонам.

• Показана нестабильность показателя смачиваемости терригенных коллекторов тюменской свиты в зависимости от фациальных условий: изменение смачиваемости происходит от гидрофильной в пойменных низкодинамических отложениях до промежуточной смачиваемости в русловых высокодинамических осадках.

• Создана методика определения коэффициента нефтенасыщенности по электрической модели для высокодинамических коллекторов тюменской свиты путем построения индивидуальной зависимости.

• Сравнение цифр линейных запасов при стандартном подходе к определению свойств для подсчета запасов коллекторов низкопроницаемых отложений тюменской свиты с авторским способом дифференциации отложений по условиям осадконакопления показало существенное снижение линейных запасов за счет уточнения подсчетных параметров при учете фациальных критериев на всех этапах обработки и интерпретации данных керна и ГИС.

Литература

- Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Савенко В.А. (2009). Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 227 с.
- Вассоевич Н.Б. (1983). Справочник по литологии. М: Недра, 509 с.
- Гурари Ф.Г. (2005). Геологическое строение и нефтегазоносность нижней – средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 156 с.
- Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнющина Е.Е., Коробова Н.И. (2008). Петрофизические методы исследования кернового материала (Терригенные отложения). Москва: Изд-во МГУ, 112 с.
- Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д., Савченко Д.С., Коробова Н.И., Сауткин Р.С., Калмыков А.Г., Калмыков Г.А. (2020). Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь). *Вестник МГУ. Серия 4: Геология*, 3, с. 66–74. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74>
- Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. (2013). Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 972–1012. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>
- Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. (1975). Геология нефти и газа Западной Сибири. М: Недра, 680 с.
- Нестеров И.И. (1979). Новый тип коллектора нефти и газа. *Геология нефти и газа*, 10, с. 26–29.
- Муромцев В.С. (1984). Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л: Недра, 260 с.
- Рединг Х.Г., Коллинсон Дж. Д., Аллен Ф.А. (1990). Обстановки осадконакопления и фации. М: Мир, 352 с.
- Сурков В.С. (1986). Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты. М: Недра, 149 с.
- Hentz M., Ellsworth P., Naranjo S. (1997). Biology and morphology of *Chelonus* sp. nr. *curvimaculatus* (Hymenoptera: Braconidae) as a parasitoid of *Pectinophora gossypiella* (Lepidoptera: Gelechiidae). *Annals of the Entomological Society of America*, 90(5), pp. 631–639. <https://doi.org/10.1093/aesa/90.5.631>

Сведения об авторах

Татьяна Геннадьевна Исакова – ведущий геофизик кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Анна Сергеевна Персидская – ведущий геофизик кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Олег Владимирович Хотылев – кандидат геол.-мин. наук, геолог кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Юлия Александровна Коточкова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Алёна Дмитриевна Егорова – аспирант кафедры сейсмометрии и геоакустики, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Татьяна Фёдоровна Дьяконова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Алексей Сергеевич Мозговой – магистрант кафедры сейсмометрии и геоакустики, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Валерия Вадимовна Чуркина – аспирант кафедры нефтегазовой седиментологии и морской геологии Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Сергей Викторович Козаков – начальник отдела приемы, систематизации и хранения керна, управление комплексных исследований керна ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 143а

Наталья Владимировна Кожевникова – начальник отдела первичной обработки и профильных исследований керна, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 143а

Равиль Зильфирович Ливаев – начальник отдела петрофизического моделирования, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 143а

Виталий Сергеевич Дручин – кандидат геол.-мин. наук, заместитель директора филиала по научной работе в области геологии, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
Россия, 625000, Тюмень, ул. Республики, д. 143а

Николай Валерьевич Белов – начальник отдела запасов углеводородов, ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
Россия, 628486, Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 10.04.2022;
Принята к публикации 27.04.2022;
Опубликована 16.05.2022

Typification of the deposits of the Tyumen Formation according to the degree of hydrodynamic conditions of sedimentation to create a petrophysical model and differentiated interpretation of well log data

T.G. Isakova^{1*}, A.S. Persidskaya¹, O.V. Khotylev¹, Ju.A. Kotochkova¹, A.D. Egorova¹, T.F. Dyakonova¹, A.S. Mozgovoy¹, V.V. Churkina¹, S.V. Kozakov², N.V. Kozhevnikova², R.Z. Livaev², V.S. Druchin², N.V. Belov³, G.A. Kalmykov¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Branch of the Lukoil-Engineering OOO in Tyumen – KogalymNIPIneft, Tyumen, Russian Federation

³Lukoil-Zapadnaya Sibir OOO, Kogalym, Russian Federation

*Corresponding author: Tatiana G. Isakova, e-mail: t.isakova@oilmsu.ru

Abstract. The article considers facies analysis and the application of its results for the typification of rocks of the Tyumen Formation. The aim of the article is to create algorithms for the differentiated interpretation of geophysical studies of well log data of the Tyumen formation based on a detailed study of the core.

Based on core studies, as well as geological, geophysical data and field information on the Tyumen Formation of some deposits in Western Siberia, the main groups of facies were identified, reflecting the hydrodynamic activity of sedimentation conditions: group 1 – high-dynamic conditions, group 2 – transitional conditions, group 3 – low-dynamic conditions.

On the basis of this typification, petrophysical models of the deposits of the Tyumen Formation were created: petrophysical functions were built with differentiation by facies zones, boundary values of petrophysical parameters were obtained to identify reservoirs of different sedimentation conditions, algorithms for differentiated interpretation of well log data were proposed, also based on test results and field geophysical survey, differences in field characteristics for different sedimentation conditions were revealed, linear oil reserves were calculated using a new petrophysical model.

The development and implementation of an integrated approach to the interpretation of well log data, taking into account the conditions of sedimentation, make it possible to increase the reliability of determining the properties of the reservoirs of the Tyumen Formation, and the efficiency of calculating the oil reserves.

Keywords: West Siberia, Tyumen Formation, facies analysis, petrophysical model, well log data

Recommended citation: Isakova T.G., Persidskaya A.S., Khotylev O.V., Kotochkova Yu.A., Egorova A.D., D'yakonova T.F., Mozgovoi A.S., Churkina V.V., Kozakov S.V., Kozhevnikova N.V., Livaev R.Z., Druchin V.S., Belov N.V., Kalmykov G.A. (2022). Typification of the deposits of the Tyumen Formation according to the degree of hydrodynamic conditions of sedimentation to create a petrophysical model and differentiated interpretation of well log data. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 172–185. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.16>

References

- Alekseyev V.P., Fedorov Yu.N., Savenko V.A. (2009). Structure and correlation of deposits of the Tyumen Formation of the Shaim oil and gas region (Western Siberia). Yekaterinburg: USGU, 227 p. (In Russ.)
- Akhpatelov E.A., Volkov V.A., Goncharov V.N. (2004). Atlas “Geology and oil and gas potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug”. Yekaterinburg: IzdatNaukaService, 148 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B. (1983). Handbook of lithology. Moscow: Nedra, 509 p. (In Russ.)
- Gurari F.G. (2005). Geological structure and oil and gas potential of the Lower – Middle Jurassic of the West Siberian province. Novosibirsk: Nauka, 156 p. (In Russ.)
- Goncharov I.V. (1987). Geochemistry of oils in Western Siberia. Moscow: Nedra, 181 p. (In Russ.)
- Hentz M., Ellsworth P., Naranjo S. (1997). Biology and morphology of *Chelonus* sp. nr. *curvimaculatus* (Hymenoptera: Braconidae) as a parasitoid of *Pectinophora gossypiella* (Lepidoptera: Gelechiidae). *Annals of the Entomological Society of America*, 90(5), pp. 631–639. <https://doi.org/10.1093/aesa/90.5.631>
- Ivanov M.K., Burlin Yu.K., Kalmykov G.A., Karnyushina E.E., Korobova N.I. (2008). Petrophysical methods for studying core material (terrigenous deposits). Moscow: Moscow University Publ., 112 p. (In Russ.)
- Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Pisetsky V.B. (2012). New data on the structure of the basement of the West Siberian plate. *Litosfera = Lithosphere*, 4, pp. 91–105. (In Russ.)
- Isakova T.G., Dyakonova T.F., Nosikova A.D., Savchenko D.S., Korobova N.I., Sautkin R.S., Kalmykov A.G., Kalmykov G.A. (2020). New ideas about the reservoir model of the Vikulovskaya suite of the Krasnoleninskoye field (Western Siberia). *Bulletin of Moscow University. Series 4: Geology*, 3, pp. 66–74. (In Russ.) <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2020-3-66-74>
- Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. (2013). Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 54, pp. 747–779. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.002>
- Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. (1975). Geology of oil and gas in Western Siberia. Moscow: Nedra, 680 p. (In Russ.)
- Nesterov I.I. (1979). A new type of oil and gas collector. *Geologiya nefi i gaza*, 10, pp. 26–29. (In Russ.)
- Muromtsev V.S. (1984). Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 260 p. (In Russ.)
- Reading H.G., Collinscon J.D., Allen F.A. (1990). Sedimentary environments and facies. Moscow: Mir, 352 p. (In Russ.)
- Surkov V.S. (1986). Megacomplexes and deep structure of the Earth's crust of the West Siberian plate. Moscow: Nedra, 149 p. (In Russ.)
- Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P. (2000). Stratigraphy of oil and gas bearing basins of Siberia. Jurassic system. Novosibirsk: SB RAS, GEO, 480 p. (In Russ.)

About the Authors

Tatyana G. Isakova – Leading Geophysicist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University 1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Anna S. Persidskaya – Leading Geophysicist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Oleg V. Khotylev – PhD (Geology and Mineralogy), Senior geologist, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Julia A. Kotochkova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Alena D. Egorova – PhD student, Seismic and Geoacoustic Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatyana F. Dyakonova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Aleksei S. Mozgovoy – Graduate student, Seismic and Geoacoustic Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Valeria V. Churkina – PhD student, Petroleum Sedimentology and Marine Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Sergey V. Kozakov – Head of the Department of Acceptance, Systematization and Storage of Core, Department of Integrated Core Research, Branch of the Lukoil-Engineering OOO in Tyumen – KogalymNIPIneft
143a, Respublika st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Natalia V. Kozhevnikova – Head of the Department of Primary Processing and Core Research, Branch of the Lukoil-Engineering OOO in Tyumen – KogalymNIPIneft
143a, Respublika st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Ravil Z. Livaev – Head of Petrophysical Modeling Department, Branch of the Lukoil-Engineering OOO in Tyumen – KogalymNIPIneft
143a, Respublika st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Vitalii S. Druchin – PhD (Geology and Mineralogy), Deputy Director for Geology, Branch of the Lukoil-Engineering OOO in Tyumen – KogalymNIPIneft
143a, Respublika st., Tyumen, 625000, Russian Federation

Nicolai V. Belov – Head of Hydrocarbon Reserves Department, Lukoil-Zapadnaya Sibir OOO
20, Pribaltiyskaya st., Kogalym, 628486, Russian Federation

Georgii A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

*Manuscript received 9 March 2022;
Accepted 15 April 2022; Published 16 May 2022*