На правах рукописи

ЧЕРНОВА ОКСАНА СЕРГЕЕВНА

НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ ПОСТРОЕНИЯ ГЕОСТАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И ГЕОМЕТРИЗАЦИИ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА БАЗЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

Специальность **25.00.16** – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Томск 2018

Диссертация выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный консультант:	**Белозеров Владимир Борисович,** доктор геолого-минералогических наук, профессор
Официальные оппоненты:	**Морозов Владимир Петрович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий, заведующий кафедрой минералогии и литологии (г. Казань) **Москвин Валерий Иванович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН» (ИНГГ СО РАН), ведущий научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа (г. Новосибирск) **Шишлов Сергей Борисович**, доктор геолого-минералогических наук, профессор Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский государственный университет, Институт наук о Земле, заведующий кафедрой осадочной геологии (г. Санкт-Петербург)
Ведущая организация:	**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина» (ГУБКИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)** (г. Москва)

Защита диссертации состоится «28» декабря 2018 г. в 14-00 на заседании диссертационного совета Д 212.269.12 при ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30, корпус 20, ауд. 504.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ФГАОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, ул. Белинского, 53 и на сайте: http:portal.tpu.ru/council/2802/worklist

Автореферат разослан «____» _____ 2018 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
Д 212.269.12, д. г.-м. н. В.И. Исаев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Большинство месторождений нефти, газа и газового конденсата Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) находятся на завершающих стадиях разработки, с неуклонным истощением традиционных запасов углеводородов (УВ) и снижением темпов роста нефтегазодобычи. Основные эксплуатационные объекты характеризуются высокой степенью вовлеченности в разработку (78%), выработанностью (33%) залежей разного фазового состава и значительным обводнением продукции скважин.

Главной проблемой, возникающей при эксплуатации преобладающего количества залежей нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской НГП, является существенное расхождение проектных и фактических показателей разработки. В качестве основных причин такого несоответствия большинство исследователей называют неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и анизотропию проницаемости, четко проявляющуюся при эксплуатации практически любой залежи УВ.

Для эффективной разработки сложно построенных эксплуатационных объектов целесообразным является изучение причин и характера изменения вещественного состава и физических свойств пород-коллекторов, объединенных понятием геологической пространственной неоднородности. Проблему корректного отображения геологических особенностей залежи невозможно решить, опираясь, согласно традиционному подходу, преимущественно на обширную априорную сейсмо-геофизическую информацию и ее математическую интерпретацию. Необходимо комплексирование методов исследований, дающих возможность корректно характеризовать продуктивный пласт и процессы, происходящие в нем.

В таких условиях экономически эффективная разработка месторождений невозможна без построения их детальных прогнозных моделей, создаваемых на основе первичной геолого-геофизической информации. Соответственно наиболее актуальным запросом современного нефтегазового инжиниринга и одним из главных стратегических направлений в деле рационального освоения недр является проблема построения трехмерных геолого-геофизических моделей объектов нефтегазодобычи. Интегрированный подход, учитывающий интерпретационные методики обработки качественных первичных данных (керн, сейсмические исследования, ГИС) в целях корректного распределения в модели главных свойств ре-

зервуара (пористости и проницаемости), определяющих поведение моделируемой залежи в процессе разработки, решает рассматриваемую в настоящей работе проблему.

Объектом исследования являются юрско-меловые терригенные природные резервуары различной генетической принадлежности, развитые в пределах Западно-Сибирской провинции на предмет выявления литолого-петрофизической зональности разнофациальных толщ и определение степени влияния условий седиментации на разработку залежей УВ.

Степень разработанности темы исследования. На протяжении многих десятилетий вопросами изучения геологического строения и нефтегазоносности юрско-меловых осадочных комплексов Западной Сибири занимались ведущие научно-производственные коллективы Главтюменгеологии, ЗапСибНИГНИ, НТГУ и ТТГУ, Главтюменьнефтегаза, ЦРН им. В.И. Шпильмана, СНИИГГиМСа, ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, ВНИГНИ, Гипротюменьнефтегаза, ИНГГ СО РАН, ЗапСибНИИгеофизика, НАО «НПЦ СибГЕО» и многих других организаций, осуществлявших создание региональных геологических моделей основных нефтегазоносных объектов Западно-Сибирской НГП с самого начала её освоения.

Вопросам построения трехмерных моделей залежей УВ посвящены работы В.А. Бадьянова, С.И. Билибина, Д.Н. Болотник, В.Я. Булыгина, В.И. Васильева, Г.Н. Гогоненкова, В.И. Дзюбы, Т.Ф. Дьяконовой, Е.К. Закревского, А.А. Захаровой, Ю.М. Кадочниковой, А.С. Кашик, С.А. Кириллова, В. Клейтона, Е.А. Копилевич, Г.Б. Кричлоу, Ю.В. Кузьмина, Е.С. Макаровой, Р.Х. Низаева, М.Ф. Печеркина, И.П. Пуртовой, А.В. Рыбникова, И.М. Салихова, Г.Г. Саркисова, Э. Сеттари, В.С. Славкина, Э.М. Халимова, С.Ф. Хафизова, А.М. Шавалиева, В.В. Шиманского, А.В. Шкляр, В.Э. Ямпольского. Проведенными исследованиями установлена основная последовательность методических приемов построения трёхмерных геолого-геофизических моделей залежей УВ. Однако многие теоретические и практические аспекты этого научного направления требуют существенной доработки.

Исследованием пространственной неоднородности пород-коллекторов и установлением степени ее влияния на разработку залежей УВ в пределах различных нефтегазоносных территорий занимались В.И. Азаматов, Д.В. Александров, В.Б. Белозеров, М.Я. Бетхер, Ю.П. Борисов, В.Л. Бреев, В.В. Воинов, Л.Ф. Дементьев, Е.Я. Дмитриев, И.П. Жабреев, Ю.В. Желтов, С.Б. Истомин, Н.М. Климушин, Т.А. Коровина, И.М. Кос, В.Д. Лысенко, В.С. Мелик-Пашаев, В.П. Меркулов, Э.Д. Мухарский, Ю.Я. Ненахов, М.Н. Персиянцев, Е.А. Романова, З.К. Рябинина, М.М. Свихнушин, Е.И. Семин, С.В. Сидоров, Э.М. Симкин, В.В. Стасенков,

М.Л. Сургучев, М.А. Токарев, Ю.В. Уткин, И.В. Федорцов, M. Altunbay, H.K. Al-Hadrami, J.O. Amaefule, P.W.M. Corbett, W.J. Ebanks, Y. Ellabad, D.K. Keelan, D.G. Kersey, K. Mohammed, L.W. Teufel, D. Tiab и другие ученые.

Проблема идентификации и ранжирования обстановок осадконакопления и слагающих их фаций в рамках построения седиментологических моделей природных резервуаров на протяжении многих десятилетий рассматривалась в работах В.П. Алексеева, Л.Н. Ботвинкиной, И.А. Вылцана, Ю.А. Жемчужникова, Ю.П. Казанского, Г.Ф. Крашенинникова, С.Д. Макарова, А.В. Македонова, Д.В. Наливкина, В.И. Попова, Х.Г. Рединга, Г.-Э. Рейнека, С.И. Романовского, Р.Ч. Селли, И.Б. Сингха, П.П. Тимофеева, У.Х. Твенхофела, В.Т. Фролова, Э. Хэллема, Ф.П. Шепарда, R.B. Anderton, G.M. Ashley, E.L. Crosby, C.A.M. King. A.D. Miall, B.R. Rust, R.G. Walker. В результате проведенных исследований установлено, что наиболее значимыми являются геоморфологический, литолого-стратиграфический и палеогеографический факторы, определяющие в итоге все базовые характеристики терригенного природного резервуара. Несмотря на определенную научную освещённость геолого-геофизических особенностей анализируемых природных систем, многие аспекты их строения остаются слабо изученными с позиций комплексирования многогранных свойств резервуаров, рассматриваемых в настоящей работе в качестве основных объектов нефтегазодобычи. Данное обстоятельство явилось главенствующим в определении цели проведенного исследования.

Цель работы. Разработка интегрированного комплексного подхода изучения и учета пространственной неоднородности при построении геостатической модели терригенного природного резервуара на основе базовых петрофизических (фильтрационно-емкостные характеристики) и седиментологических исследований керна скважин с целью предсказания поведения резервуара в процессе разработки и прогноза распространения в нем зон с улучшенными коллекторскими свойствами.

Задачи исследования

1. По керну скважин, характеризующему полифациальные юрско-меловые продуктивные комплексы, ***установить*** иерархическую соподчиненность седиментологических объектов разного ранга, ***выявить*** их парагенетические связи и на основе предложенного палеоседиментологического подхода ***разработать*** систематику седиментологических объектов, основанную на иерархическом принципе объединения осадочных тел.

2. ***Выделить*** и ***охарактеризовать*** по комплексу диагностических признаков в керне скважин парагенезы литогенетических типов (ЛГТ) отложений (*литофаций*), слагающих основные фациальные типы терригенных природных резервуаров Западной Сибири, являющихся основными компонентами палеоландшафтов юры и мела, эволюционирующими во времени и пространстве.

3. ***Изучить*** литолого-петрофизические характеристики пород резервуаров разнофациальных толщ на основе комплексного анализа пространственных параметров петрофизической, литологической и фильтрационной неоднородности в резервуарах каждого выделенного фациального типа; ***обосновать*** взаимосвязи гидравлических единиц потока (HFU) и индикаторов гидравлического типа коллектора (FZI) с фациальной неоднородностью осадочных тел.

4. Посредством комплексирования результатов седиментологических и петрофизических исследований кернового материала на генетической основе ***разработать*** литолого-петрофизическую классификацию основных типов терригенных природных резервуаров Западно-Сибирской НГП, с учетом фациальной принадлежности последних.

Научная новизна работы

1. Впервые в качестве основы палеоседиментологического моделирования предложена разработанная автором систематика разномасштабных терригенных седиментологических объектов, определяющая уровни их организации и функциональные связи между ними и позволяющая упорядочить изученные природные терригенные системы в логически построенную иерархическую структуру, обладающую эмерджентным свойством на каждом уровне.

2. Юрско-меловые терригенные природные резервуары ***рассмотрены*** с позиций целостных динамических систем, функционирующих в определенном временном интервале и определенных термобарических условия, вещественный состав и внутреннее строение которых предопределены древними условиями осадконакопления.

3. На единой генетической основе с применением литолого-фациальных методов исследования ***дана*** характеристика основных литогенетических типов отложений, слагающих фациальные комплексы выделенных типов природных резервуаров юры и мела, эволюционирующих во времени и пространстве на территории Западной Сибири.

4. Для изучаемой территории, на разработанной единой методической основе ***проведена генетическая типизация*** полифациальных юрско-меловых природных резервуаров, содержащих основные продуктивные горизонты Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна; ***установлены*** закономерности внутреннего строения и распределения литогенетических типов пород и фациальных комплексов по территории исследования.

5. На основе многомерного анализа геолого-геофизических данных ***установлены*** закономерности послойной неоднородности (*изменения значений пористости и проницаемости по слоям при постепенном переходе от подошвы к кровле*) по разрезам разнофациальных типов природных резервуаров юрско-мелового возраста; ***доказано наличие*** тесной связи выявленной послойной неоднородности с фациальными обстановками формирования продуктивных пластов.

6. ***Разработан*** модифицированный подход применения и адаптации к юрско-меловым природным резервуарам Западной Сибири группы алгоритмов преобразования петрофизических данных, позволяющих количественно классифицировать коллекторы, сформированные в различных фациальных обстановках по степени однородного / неоднородного порового пространства.

7. На основе использования метода гидравлической единицы потока (HFU) ***разработана инновационная технология*** преобразования качественных характеристик понятия фация (слоистость, пространственная и гранулометрическая неоднородность и т. д) в количественные показатели, с последующей их передачей в геологические модели.

8. ***Впервые создана*** универсальная генетическая литолого-петрофизическая классификация основных типов терригенных природных резервуаров Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна с позиций их фациальной принадлежности на основе метода гидравлических единиц потока.

Теоретическая и практическая значимость результатов исследования заключается в разработке генетической систематики разномасштабных седиментационных объектов и ее апробации на примере терригенных юрско-меловых отложений Западно-Сибирской плиты. Установление закономерностей распространения в разрезах и на площади исследования фаций, литогенетических типов терригенных пород, слагающих продуктивные горизонты юрско-мелового разреза, позволило выявить принципы ранжирования и на его основе определить иерархические взаимосвязях всех членов систематики. Созданная

иерархия седиментационных объектов позволяет, зная природные механизмы и процессы, обуславливающие формирование определенных типов осадочных последовательностей предсказывать для территорий с определенным типом литогенеза и геотектоническим режимом возможные наборы (парагенетические ассоциации) седиментационных объектов и их латеральные вариации.

Разработанная генетическая литолого-петрофизическая типизация природных резервуаров позволяет предсказывать поведение последних в процессе разработки. Описанный методологический подход к исследованию сложнопостроенных терригенных объектов успешно реализован при многолетних литолого-фациальных исследованиях терригенных мезозойских отложений Западной Сибири (1993-2017 гг.).

Методология и методы исследования. При выполнении исследований автор опирался на фундаментальные достижения осадочной геологии в области: ***литологии*** (Н.Б. Вассоевич, Т.И. Гурова, В.П. Казаринов, В.Г. Кузнецов, Н.В. Логвиненко, А.В. Маслов, В.К. Прошляков, Л.Б. Рухин, Н.М. Страхов, Г.И. Теодорович, В.Т. Фролов, В.Н. Шванов, В.Д. Шутов, О.В. Япаскурт); ***седиментологии*** (Дж. Р. Аллен, Р. Градзиньский, Ю.П. Казанский, М.Р. Лидер, Г.-Э. Рейнек, С.И. Романовский, Р.Ч. Селли, И.Б. Сингх, У.Г. Твенхофел); ***цикличности*** (В.П. Алексеев, Л.Н. Ботвинкина, И.А. Вылцан, П. Дафф, Ю.А. Жемчужников, Г.А. Иванов, Ю.Н. Карогодин, Н.В. Логвиненко, А.В. Македонов, Н.П. Херасков, В.С. Яблоков, Э. Уолтон, R.M. Mitchum, S. Thompson, P.R. Vail, J.M. Weller); ***литолого-фациального анализа*** (В.П. Алексеев, Ф.А. Аллен, Л.Н. Ботвинкина, Д.А. Буш, И.А. Вылцан, К. Данбар, Ю.А. Жемчужников, Дж. Д. Коллинсон, Ч.Э-Б. Конибир, М.В. Корж, Г.Ф. Крашенинников, В.Г. Кузнецов, Э.И. Кутырев, А.В. Македонов, Д.В. Наливкин, В.К. Прошляков, Х.Г. Рединг, Л.Б. Рухин, Р.Ч. Селли, П.П. Тимофеев, В.Г. Фролов, В.М. Цейслер, Р.Р. Шрок, В.С. Яблоков, H.N. Fisk, P.J. Noel, R.G. Walker); ***системного подхода*** **(**А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, Н.Б. Вассоевич, О.А. Вотах, Е.А. Гайдебурова, Л.Ф. Дементьев, А. Н. Дмитриевский, Ю.Н. Карогодин, Л. Косентино, Ю.А. Косыгин, И.В. Круть, В.А. Кулындыщев, В.В. Меннер, С.Б. Шишлов); ***нефтегазопромысловой геологии*** (З.К. Борисенко, Ю.П. Борисов, В.Л. Бреев, В.А. Букринский, В.В. Воинов, Ш.К. Гиматудинов, Л.Ф. Дементьев, М.А. Жданов, Ю.В. Желтов, М.М. Иванова, Н.М. Климушин, В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарский, Е.И. Сёмин, В.В. Стасенков, М.Л. Сургучев, Р.Г. Хамзин, И.П. Чоловский и др.); ***моделирования природных резервуаров*** (К.В. Дойч, Дж. Дэвис, Е.К. Закревский, Г.Б. Крич-

лоу, С.Ф. Хафизов, В.В. Шиманский); ***интерпретации материалов ГИС и петрофизических исследований пород-коллекторов*** (Б.Ю. Вендельштейн, В.Н. Дахнов, В.М. Добрынин, Б.Н. Еникеев, Л.М. Дорогиницкая, С.С. Итенберг, Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев, М.М. Элланский и др.), а также теоретические обобщения и экспертный анализ интерпретации первичных геологических материалов.

ПОЛОЖЕНИЯ, ВЫНОСИМЫЕ НА ЗАЩИТУ

1. Основой методологии палеоседиментологического моделирования по керну скважин является систематика терригенных природных резервуаров, разработанная в рамках системного геологического подхода, основанного на комплексных исследованиях разномасштабных уровней организации осадочного вещества. В рамках единой иерархической структуры установленные уровни иерархии характеризуются закономерными парагенетическими связями, предопределяющими типовой ряд и свойства объектов. Для каждого уровня иерархии определены масштабы, объекты и методы исследования.

2. В результате проведенных литолого-фациальных исследований установлены 13 крупнейших пространственно-временных систем (групп макрофаций), представленных парагенезами 47 крупнейших фациальных комплексов, состоящих из закономерно чередующихся в разрезе парагенезов литотипов пород, сформированных в рамках единого литоцикла. Выявленные диагностические критерии позволяют выявлять условия осадконакопления по керну скважин в рамках разработанной иерархической схемы.

3. Выделение совокупности классов коллекторов на базе гидравлических единиц потока, с учетом разработанной фациальной систематики позволяет детально учитывать объемно-стохастическую фильтрационно-емкостную неоднородность природных резервуаров и способствует формированию более эффективных технологических схем разработки залежей углеводородов, являясь связующим звеном между количественными (петрофизическими) и качественными (седиментологическими) характеристиками резервуаров.

4. Систематизация распределений индикатора гидравлической единицы потока (параметра FZI) в зависимости от значений пористости и проницаемости резерву-

ара с учетом его фациальной принадлежности и неоднородности его порового пространства позволила выработать универсальную генетическую литолого-петрофизическую классификацию терригенных коллекторов на основе выделения гидравлических единиц потока (HFU) для условий Западной Сибири, объединяющую в себе качественные и количественные характеристики продуктивного резервуара.

Характеристика исходных данных. В основу работы положены результаты 25-летних научно-исследовательских работ по изучению литолого-фациальных и петрофизических особенностей разрезов юрско-меловых осадочных комплексов Западно-Сибирской НГП, выполненных по керну разведочных и эксплуатационных скважин во время полевых работ в Каргасокской (1990, 1991, 1997 гг.), Колпашевской (1997 г.), Васюганской (1992 г.) нефтегазоразведочных экспедициях (НГРЭ). Фотоколлекция керна создана во время детального седиментологического исследования керна скважин в региональном базовом кернохранилище ОАО «ТомскНИПИнефть» (1999-2016 гг.), в кернохранилище ТННЦ НК «Роснефть» (2009 г.) и в кернохранилище ЗАО «Нефтеком» (2009; 2014 гг.) г. Тюмени. Всего описано 13 123,7 погонных метра керна, изучено 17 780 образцов керна, отобранных из 293 глубоких скважин, пробуренных в пределах 99 поднятий и впадин.

Для определения текстур и литогенетических типов пород автором лично проведен текстурный анализ для 13 200 образцов керна, дано 356 определений ихнофоссилий. Построено 416 графических седиментологических колонок, характеризующих 24 макрофации (обстановок осадконакопления). Проведен фациально-циклический анализ для разрезов 140 скважин. На основе литолого-фациальных исследований проведен анализ пространственно-временных соотношений выявленных седиментационных ассоциаций, слагающих основные архитектурные компоненты юрско-меловых терригенных природных резервуаров.

В процессе исследований изучен и проанализирован значительный объем геолого-геофизических и промысловых данных, по скважинам, вскрывшим продуктивные юрско-меловые горизонты. С позиций электрометрии рассмотрены 10 170 кривых спонтанной поляризации (ПС) и каротажа естественной радиоактивности (ГК). Проанализировано около 8 000 результатов определения ФЕС пород-коллекторов. Выполнен совместный анализ седиментологических и петрофизических данных: по 3 800 образцам керна рассчитаны обобщенные петрофизические показатели (индекс качества коллектора (**RQI**), гидравлический тип

коллектора (**FZI**), гидравлическая единица потока (**HFU**), описывающие базовые характеристики разнофациальных продуктивных пластов.

Для уточнения вещественного состава использованы фондовые материалы нефтегазовых компаний (5400 описаний шлифов, данные рентгеноструктурного анализа > 2500 образцов). Для обоснования возраста юрско-меловых отложений привлекались данные по биостратиграфии рассматриваемых толщ (спорово-пыльцевые комплексы, определения микро- и макрофауны, в количестве 416 заключений), заимствованные из научно-производственных отчетов. Для уточнения палеосолёности древних бассейнов седиментации определялись и анализировались геохимические показатели в разнофациальных глинистых толщах (малые элементы-индикаторы - B, Ga, Sr, Ba и их отношения - B/Ga и Sr/Ba) в количестве 125 проб.

Степень достоверности результатов обусловлена глубиной проработки значительного объема всесторонне изученного кернового материала с применением комплекса взаимодополняющих методов. Достоверность предложенных автором выводов и рекомендаций проверялась путем сравнения результатов интерпретации геолого-геофизических материалов с геолого-промысловыми материалами в результате выборочного мониторинга процесса разработки залежей типовых природных резервуаров с результатами бурения и опробования новых эксплуатационных скважин.

Апробация результатов исследования. Результаты исследований и основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на региональных научно-практических конференциях и совещаниях: (Пермь, 1991; Томск, 1996, 1997, 1999, 2002, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, Новосибирск, 2006, 2008; Тюмень, 2005; 2013; Санкт-Петербург, 2011; Москва, 2003, 2005, 2009, 2013). На Всероссийских с международным участием литологических совещаниях: (Екатеринбург, 2008, 2010, 2012; Казань, 2011; Тюмень, 2013; Новосибирск, 2013; Санкт-Петербург, 2012; Владивосток, 2014; Томск, 2017). На полевых семинарах по седиментологии: (UK, Scotland, Edinburgh, 2002, 2003; London, 2002).

Разработанная технология построения геостатической модели на основе седиментологического (по керну скважин) и петрофизического (по данным ГИС) моделирования докладывалась при чтении коротких курсов повышения квалификации для сотрудников нефтяных компаний и обсуждалась в подразделениях нефтегазодобывающих предприятий: ОАО «ТомскНИПИнефть», ОАО «Томскнефть», ОАО «КогалымНИПИнефть», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегаз», ОАО «Роснефть, ОАО «ННП», ИГНГ СО РАН, ООО «ЮНГ-НТЦ-

Уфа», НИ ТГУ, НАЦ им. Шпильмана, ООО ТННЦ, ТНК-ВР», «Роснефть-Самара-нефтегаз», НГДУ «Быстринскнефть», НГДУ «Федоровскнефть», НГДУ «Комсомольскнефть», НГДУ «Талаканнефть», НГДУ «Лянторнефть», НГДУ «Сургутнефть», Тюменское отделение «СургутНИПИнефть», «СургутНИПИнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Востокгазпром», «Салым Петролеум Девелопмент», «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», СибНИИНП, «РН-Уфа-НИПИнефть», ООО «СибГео», ООО «Уфимский НТЦ», НОВАТЭК Юрхаранефтегаз», «НОВАТЭК», ООО «БашНИПИнефть», ООО «Газпромнефть-НТЦ», ООО «Газпромнефть Оренбург», ООО «ПурГеоКом», ФГУП «ЗапСибНИИГГ», ЗАО «ИННЦ», СПНЦ ТГУ, ФГУП ВНИГРИ. «Karachaganak-Petroleum Operatihg», «Казмунайгаз».

Предложенный автором системный подход палеоседиментологического моделирования по керну скважин использован при построении ряда седиментологических моделей нефтяных (НМ) и нефтегазоконденсатных (НГК) месторождений компании «Роснефть» (Крапивинское НМ, Лугинецкое ГКН, Вахское НМ, Широтное НМ, Линейное НМ, Тунгольское НМ, Проточное НМ).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 75 научных работ, в том числе 15 статей – в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК РФ, 1 монография (в соавторстве), 32 статьи, включая тезисы в российских журналах и сборниках материалов Международных и Всероссийских конференций, симпозиумов, 23 статьи в других научных изданиях, 7 учебно-методических пособий.

Авторские разработки по методике палеоседиментологического моделирования, основные идеи и методы исследований изложены в учебно-методических изданиях, а также используются автором при чтении курсов: «Литология нефтегазоносных толщ», «Седиментология и архитектура природного резервуара», «Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ», «Геология нефти и газа Западной Сибири», «Подсчет запасов», «Petroleum Geosciences» в рамках магистерской подготовки «Double degree», по программам Национального исследовательского Томского политехнического университета, университета Heriot Watt (UK, Scotland), Казахско-Британского технического университета (KazBTU).

Основные результаты исследований отражены в 13 научных отчетах со следующими предприятиями геологического и нефтяного профиля: ОАО «Томскнефть» ВНК, Комитет природных ресурсов Томской области, ОГУП «Томскинвестгеонефтегаз», ГГП «Томскнеф-

тегазгеология», ОАО «ТомскНИПИнефть». По материалам работ составлено 6 атласов литогенетических типов и фаций юрских и меловых отложений.

Личный вклад автора. Представленные к защите результаты 25-летних исследований являются обобщением работ, выполненных лично автором и в сотрудничестве с коллегами кафедры ГРНМ. С 1990 годов автор участвовал в договорных работах по изучению нефтегазоносных отложений Западной Сибири. Постановка задач, выбор методов их решения и разработка инновационной методики комплексирования седиментологических и петрофизических методов исследования юрско-меловых природных резервуаров, анализ, интерпретация полученных результатов и формулировка защищаемых положений выполнены автором единолично. В работах, написанных в соавторстве с коллегами, соискателю принадлежит постановка задач и непосредственное участие во всех видах исследований.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 9 глав, заключения, общим объемом 522 страницы, 168 иллюстраций, 28 таблиц. Список источников включает 567 наименований.

Благодарности. При написании данной диссертации автору была оказана неоценимая помощь В.Б. Белозеровым, д.г.-м.н., профессором кафедры РЭНГМ, ТПУ, которому автор благодарна и признательна за ценные советы, рекомендации и поддержку при выполнении работы.

В процессе написания диссертационной работы на протяжении многих лет автор пользовался ценными научными консультациями и советами В.П. Алексеева, Э.О. Амона, Е.Ю. Барабошкина, А.Л. Бейзеля, Л.Г. Вакуленко, Е.А. Жуковской; М.В. Коровкина, О.Н. Костеша, Е.А. Костыревой, С.Н. Макаренко, А.В. Маслова, В.П. Меркулова, Г.А. Мизенса, И.В. Рычковой, З.Я. Сердюк, Г.М Татьянина, Л.С. Черновой, Е.Р. Чухланцевой, С.Б. Шишлова, О.В. Япаскурта, П.А. Яна, а также зарубежных коллег профессора, доктора (DSc.) университета Heriot-Watt Патрика Вильяма Корбетта (UK, Edinburgh); доктора (DSc.) ведущего седиментолога университета Heriot-Watt Эндрю Ричарда Гардинера (UK, Edinburgh), профессора департамента нефтяного инжиниринга А.В. Ивахненко (КазБТУ, Казахстан). Всем перечисленным лицам автор выражает искреннюю и глубокую благодарность за оказанную помощь в работе и конструктивную критику.

Автор особенно признательна В.П. Меркулову и Л.Г. Вакуленко, взявшими на себя труд ознакомиться детально с отдельными частями работы и сделавшими ряд ценных крити-

ческих замечаний. Выражаю особую благодарность главным геологам и руководителям департаментов: А.И. Березовскому, В.И. Биджакову, И.В. Гончарову, М.А. Городникову, А.В. Комарову, И.Н. Кошовкину, Н.Е. Некрасову, В.М. Тищенко, за предоставленную возможность сбора и исследования каменного материала (керна скважин).

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность, сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна и практическая значимость диссертационной работы.

В первой главе «*Методология комплексирования методов седиментологического и петрофизического (фильтрационно-ёмкостного) моделирования терригенных природных резервуаров*» рассмотрены теоретические концепции осадочной и нефтепромысловой геологии и совокупности методов, позволяющих определить геологическую природу, всесторонние геолого-геофизические характеристики, петрофизические параметры, морфологию и геометрию терригенных природных резервуаров Западной Сибири. Рассмотрена методика комплексирования, предусматривающая определение пространственных размеров природных резервуаров, содержащих залежи УВ и их продуктивных характеристик в контексте разномасштабной геологической неоднородности.

Под комплексированием исследовательских работ понимается использование комплекса петрофизических методов определения фильтрационно-емкостных характеристик и седиментологических методов изучения юрско-меловых терригенных толщ для решения задачи геометризации и моделирования типовых природных резервуаров, развитых в пределах Западно-Сибирского осадочного мегабассейна.

В главе 2 «*Методика литолого-фациальных исследований»* приведено описание обширного комплекса разноплановых исследований, включающего приемы системного генетического, минералого-петрографического, ихнологического, вещественно-текстурного, фациально-циклического анализов, использованных автором при исследовании юрско-меловых осадочных отложений.

В главе 3 «*Методика палеоседиментологического моделирования*» рассмотрен системный подход к построению палеоседиментологических моделей. Описаны уровни геологической организации вещества в седиментационном аспекте. Представлена иерархическая система структурной организации юрско-меловых природных резервуаров.

Глава 4 «*Методика прогноза фильтрационно-емкостных свойств природных резервуаров*» описывает существующие методологические подходы к моделированию пористости и проницаемости продуктивных пластов. Охарактеризована методика определения гидравлических единиц потока (HFU), описаны особенности ее применения.

В 5 главе «*Краткая геологическая характеристика территории исследования»* приведено описание геолого-геофизической изученности, тектоники, литостратиграфии, литолого-фациальных особенностей и нефтегазоносности юрско-меловых отложений Западной Сибири по материалам фундаментальных исследований В.Х. Ахиярова, В.Б. Белозерова, В.Н. Бородкина, В.С. Бочкарева, Ю.В. Брадучана, А.М. Брехунцова, И.В. Будникова, А.А. Булынниковой, Л.И. Быстрицкой, А.В. Гольберта, И.В. Гончарова, Ф.Г. Гурари, Т.И. Гуровой, Е.Е. Даненберга, В.П. Девятова, А.Е. Еханина, О.Г. Жеро, Н.П. Запивалова, В.А. Захарова, В.И. Ильиной, А.М. Казакова, Ю.Н. Карогодина, А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, Н.Х Кулахметова, А.Р. Курчикова, А.И. Лебедева, Л.Г. Марковой, С.В. Мелединой, О.М. Мкртчяна, Н.К. Могучевой, В.И. Москвина, Г.П. Мясниковой, А.А. Нежданова, И.И. Нестерова, А.М. Огаркова, В.В. Огибенина, Г.Н. Перозио, В.М. Подобиной, М.М. Потловой, Е.А. Предтеченской, Л.В. Ровниной, З.З. Ронкиной, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, В.Н. Сакса, Ф.К. Салманова, З.Я. Сердюк, Л.В. Смирнова, В.С. Старосельцева, В.С. Суркова, А.А. Трофимука, Ю.А. Фомина, Э.Э. Фотиади, Ф.З. Хафизова, Л.С. Черновой, В.И. Шпильмана, Б.Н. Шурыгина и многих других ученых.

Следует отметить что, несмотря на значительную изученность территории и наличие многочисленных обобщающих работ различной направленности по изучению отложений юры и мела, как отдельные авторы, так и авторские коллективы имеют различные, иногда диаметрально противоположные точки зрения на состав, индексацию, стратиграфическое положение и генезис рассматриваемых отложений.

Главы 6, 7 и 8 посвящены седиментологической характеристике изученных разнофациальных природных резервуаров. Рассмотрены отличительные особенности выделенных литогенетических типов пород и фаций юрской и меловой эпох осадконакопления. Детальный фациально-генетический анализ юрско-меловых терригенных толщ, развитых в пределах изучаемой территории, позволил на основе комплекса первичных генетических признаков выделить и детально охарактеризовать 13 макрофаций, представленных 125 ли-

тогенетическими типами пород, сгруппированных в соответствии с разработанной систематикой.

В **главе 9** показана техническая реализации разработанной методологии интегрированного комплексирования петрофизических и седиментологических методов изучения сложно построенных терригенных резервуаров Западной Сибири на примере барового резервуара Крапивинского нефтяного месторождения (Томская область). Рассмотрены седиментологические особенности Крапивинского нефтяного резервуара. Выделены гидравлические единицы потока, характеризующие основной продуктивный пласт $Ю_1^3$. Рассмотрено сочетание факторов литолого-фациальной зональности объекта исследования и характерные комбинации единиц потока с позиций единства структуры порового пространства.

В заключении изложены основные выводы и результаты проведенных автором комплексных седиментологических и петрофизических следований.

ОБОСНОВАНИЕ ЗАЩИЩАЕМЫХ ПОЛОЖЕНИЙ

1. **Основой методологии палеоседиментологического моделирования по керну скважин является систематика терригенных природных резервуаров, разработанная в рамках системного геологического подхода, основанного на комплексных исследованиях разномасштабных уровней организации осадочного вещества. В рамках единой иерархической структуры, установленные уровни иерархии характеризуются закономерными парагенетическими связями, предопределяющими типовой ряд и свойства объектов. Для каждого уровня иерархии определены масштабы, объекты и методы исследования.**

Предлагаемый системный подход предопределяет разработку многоуровневой структуры объектов систематики, связанных между собой функциональными парагенетическими связями. В рамках подхода предлагается различать два понятия: ***седиментационное*** и ***палеоседиментологическое*** моделирование. Наиболее часто встречаемый термин в современных публикациях «*седиментационное моделирование*» или «*седиментационная модель*» по глубокому убеждению автора подразумевает описание типов не литифицированного осадка, обладающего определенными физико-химическими характеристиками и сформированного в водной и/или воздушной среде седиментации, характеризуя тем самым лишь процесс оседания осадочных зёрен в жидкости или газе под действием сил гравитации. *Палеоседиментологическое моделирование* работает в рамках древних осадочных си-

стем и предполагает основным объектом исследования керновый материал, генетические признаки которого позволяют логически решить обратную геологическую задачу - по диагностическим признакам восстанавливать условия формирования осадочной породы.

Концепция палеоседиментологического моделирования сложилась у автора в результате анализа результатов исследований отечественных и зарубежных авторов, посвященных решению задач нефтегазопромысловой геологии, геометризации и последующей разработки залежей УВ, сосредоточенных в различных природных резервуарах, с позиций идентификации и ранжирования основных структурно-морфологических особенностей тел, оказывающих значительное влияние на их ФЕС (А.И. Айнемер, А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, З.К. Борисенко, Ю.П. Борисов, В.Л. Бреев, Д.А. Буш, Н.Б. Вассоевич, В.В. Воинов, О.А. Вотах, М.А. Гусейн-Заде, Л.Ф. Дементьев, А.Н. Дмитриевский, В.И. Драгунов, Э.В. Дэплз, М.А. Жданов, М.М. Иванова, Н.М. Климушин, Ч.Э.-Б. Конибир, Л. Косентино, В.К. Крумбейн, И.В. Круть, В.А. Кулындыщев, В.В. Меннер, Х.Г. Рединг, Г.-Э. Рейнек, С.И. Романовский, З.К. Рябинина, Р.Ч. Селли, Е.И. Сёмин, И.Б. Сингх, Н.П. Херасков, И.П. Чоловский, С.Б. Шишлов и др.).

Основой методологии палеоседиментологического моделирования по керну скважин являются представления об объектах исследования, как о целостных уникальных геологических системах, являющихся с позиций разработки системами динамическими, функционирующими в определенном геологическом пространстве, в определенном временном интервале и в определенных термобарических условиях. Предложено такие сложноорганизованные объекты рассматривать с позиций комплексного геологического подхода, предполагающего системно-структурные (**I** - породный ранг), системно-исторические (**II** – породно-слоевой ранг) и системно-функциональные исследования (**III** – литмитный ранг), объединяющие определенные группы геологических объектов, задачами и комплексом исследований (Таблица 1, см. вкл.).

Многовековая история становления системных мировоззрений в геологии показывает, что традиционно большинство геологов за «геологические уровни» организации интуитивно принимают минеральные ассоциации, горные породы, геологические формации, тектонические ярусы и тектонические этажи. Исследования седиментологические, требующие иную степень детальности при выделении иерархических уровней организации осадочного

вещества, позволяют выявлять и изучать разноранговые осадочные элементы природных терригенных систем, сформированных в результате определенных процессов.

В связи с возросшей популярностью построения седиментологических моделей необходимым представляется наличие единой схемы, увязывающей разномасштабные седиментологические единицы в определенную иерархическую последовательность, отсутствующую на сегодняшний день, что приводит к существенным разногласиям и терминологическим затруднениям при проведении литолого-фациальных исследований терригенных осадочных комплексов. Основной причиной подобного явления является геологическая неоднородность рассматриваемых объектов, проявляющаяся на каждом внутреннем уровне их организации. Связано это, прежде всего с существованием разномасштабных видов неоднородностей пород-коллекторов, касающихся вещественного состава, характера распределения в разрезе продуктивного пласта ряда пропластков, обладающих различными литологическими характеристиками, ФЕС, петрофизическими параметрами и соответственно разными добывными возможностями.

Внутреннее строение разнофациальных пород-коллекторов является важнейшим фактором при разработке, заключенной в них залежи УВ и проявляется в закономерных изменениях гранулометрической структуры пласта по разрезу (*ультрамикронеоднородность*), в направленной ориентировке зерновой массы, в количестве цемента и его распределении в каждом отдельном прослое.

Микронеоднородность определяется изменением вещественно-текстурных особенностей (наличием непроницаемых глинистых или карбонатных прослоев, упорядоченных или хаотичных типов слоистости, отвечающих за направления линий тока флюида в поровом пространстве коллектора, представляющем собой набор конических и извилистых трубок тока, ориентированных вдоль основного направления фильтрации).

Мезонеоднородность отвечает сложной мозаичной картине размещения в пределах пласта пропластков и линз пород не коллекторов, а также высоко-, и низкопродуктивных пород-коллекторов, с различными пористостью, проницаемостью и нефте- и газонасыщенностью. *Макронеоднородность* характеризует с помощью коэффициентов песчанистости, расчленённости, прерывистости и литологической связанности геологическую разобщенность природных резервуаров в площадном (*зональная макронеоднородность*) и пространственном (*объемная макронеоднородность*) выражении.

Тем самым геологическая неоднородность, характеризующая изменчивость природных качественных характеристик нефте-, и газонасыщенных пород, обеспечивает расслаивание единого эксплуатационного объекта, в качестве которого выступает природный резервуар, на части, оказывает огромное влияние на положение флюидов и отвечает за вовлечения полноты объема залежи в процесс дренирования, являясь решающим факторов выбора систем разработки.

Совершенствование и повышение качества создаваемых в различных программных продуктах трехмерных моделей реальных геологических объектов требует понимания внутреннего строения терригенных резервуаров на элементно-петрографическом и структурно-геологическом уровнях, что обуславливает существенное расширение исследований фундаментального плана, связанных в первую очередь с изучением условий формирования и размещения пород-коллекторов и пород флюидоупоров.

В ходе исследования, при реконструкции и прогнозировании древних условий седиментации, возникла неизбежная необходимость увязки многомерных деталей внутренней архитектуры природных пространственно-временных систем в единый структурный каркас. Данная задача является изначально сложной, так как неполнота геологической летописи событий, запечатленных в керне скважин, не дает возможности полномасштабно реконструировать условия осадконакопления.

На протяжении вековой истории геологического изучения осадочных терригенных толщ задача ранжирования, слагающих их элементов, рассматривалась многими авторами, предлагавшими различные принципы их группирования. До настоящего момента ее решение, удовлетворяющее в большей или меньшей степени большинство исследователей, пока не найдено. Тем не менее, при литолого-фациальных исследованиях осадочных толщ стандартно используется единый концептуальный подход к интерпретации древних осадочных систем, основанный на изучении и идентификации генетических признаков породы, указывающих на механизмы и условия ее формирования. При исследованиях подобного плана представляется важным иметь иерархическую схему, отражающую разнообразие природных резервуаров. Анализ отечественной и англоязычной геологической литературы, проведенный автором, позволил обобщить материал по разнообразным рабочим классификациям макрофаций (обстановок осадконакопления), фаций и литогенетических типов терри-

генных отложений, рассмотренных в настоящей работе в качестве седиментологических объектов (единиц).

Объекты исследования – терригенные природные резервуары юрско-мелового возраста являются конкретными геологическими телами, представляющими собой геометрически объемные, пространственно-временные системы. Каждая из них рассмотрена в качестве ископаемой палеоморфоструктурной формы, имеющей определенную ориентацию в пространстве, стратиграфическую приуроченность и обладающей определенными размерами, морфологией внутреннего строения, индивидуальным характером контактов с вмещающими толщами. Все эти параметры заложены средой седиментации и напрямую связаны с геоморфологическими условиями бассейна осадконакопления.

Типовые терригенные резервуары Западной Сибири, обладающие множеством свойств, имеют определенные размеры, четкую пространственно-временную организацию, специфический состав и определенную внутреннюю архитектуру. В настоящей работе в целях анализа многомерных данных, осадочные резервуары юры и мела разбиты на ряд элементов, классифицированных по иерархическому принципу, в соответствии со структурными соотношениями и внутрисистемными генетическими, пространственными и функциональными связями.

Под ***природным резервуаром***, согласно И.О. Броду (Залежи …, 1951), понимается природное геологическое тело определенной морфологической формы, являющееся естественным вместилищем для сложной постоянно циркулирующей смеси водоне-фтегазовых флюидов, ограниченное со всех сторон плохо проницаемыми (флюидо-упорными) породами. В качестве основных его характеристик рассмотрены: тип кол-лектора (по литологическому составу и принадлежности к макрофации), морфология толщи (пластовый, покровный, линзовидный, массивный, литологически-ограниченный), условия залегания и площадь их распространения указана при описании ЛГТ.

Описанные типовые природные резервуары в рамках предлагаемой систематики формируют строго упорядоченную систему, на любом уровне которой каждый объект объединяет несколько подобъектов, будучи, в свою очередь, одной из подгрупп, входящей в группу более высокого уровня общности. Объем каждой фациальной группы объективно задан путем перечисления ЛГТ пород, возможно встречающихся в пределах одного фациального комплекса. Причем, в ходе исторического развития системы седиментации количе-

ство ЛГТ в выделенных фациях, остается, как правило, неизменным. Для парагенезов объектов систематики действуют законы цикличности, установленные Л.Н. Ботвинкиной (Ботвинкина, Алексеев, 1991). На ранговых уровнях иерархии действуют основные геологические законы.

Исходными понятиями являются: «систематизация», «система», «структура», «иерархия», «парагенез». Под *научной систематизацией* седиментологических объектов понимается группирование, выделенных в качестве членов иерархии, естественных геологических тел по их принадлежности к тому или иному уровню организации вещества в виду их структурных соотношений.

Понятие «системы» включает в себя представление автора об объединении разноранговых седиментологических элементов, взаимодействующих друг с другом и связанных между собой закономерными парагенетическими отношениями. Под «структурой» системы в рассматриваемой схеме понимается совокупность связей ее элементов. Соответственно седиментологические объекты, связанные соподчинением друг другу, закономерно группируются в разноранговые объекты «иерархии». Под «иерархическим» или структурным уровнем понимается совокупность одно-ранговых элементов, принадлежащих одному горизонтальному ряду. Совместное нахождение определенных объектов, объединенных генетической связью между ними – т.е. естественное сообщество природных тел рассмотрено в качестве «парагенеза» или «парагенетической ассоциации». Общая структура комплексирования методов седиментологического и петрофизического моделирования приведена на Рисунке 1 (см. вкл.).

Объектами низшего I-го уровня (элементарными ячейками структурного типа) являются совокупности структурно-связанных цементом минеральных зерен, образующие устойчивые сочетания единых компонентов структуры – гранулометрических типов пород. ***Объектами II-го уровня*** являются литогенетические типы отложений, представляющие собой совокупность структурных элементов, как правило, монопородного литологического состава, неоднократно повторяющиеся в разрезе в определенной последовательности, с набором первичных генетических признаков, объединенных единством геологического пространства и геологического времени. ***Объекты III-го уровня*** представлены унаследовано-развивающимися парагенезами литогенетических типов отложений, образующих литологический слой либо пропласток, характеризующийся ритмичными типами структурных

взаимоотношений, объединенных единством пространства, времени и условий аккумуляции.

Объектами IV-го уровня являются фации, представляющие собой геологические тела, состоящие из совокупности парагенезов литогенетических типов, сформированные на определенной территории, в определенное геологическое время и в определенных физико-географических условиях. Парагенезы литогенетических типов пород образуют парагенетические ряды с характерными геометрическими свойствами: формой, размером, ориентировкой в определенной части пространства осадочного бассейна. ***Объектами V-го уровня*** являются парагенезы фаций, представляющие природные резервуары различного генезиса, содержащие однотипные или близкие по флюиду залежи УВ, входящие в единую зону нефтегазонакопления. ***Объектами VI-го уровня*** выступают макрофации, представленные крупными осадочными комплексами, отвечающими условиям древнего ландшафта, выраженного в признаках этих отложений. В соответствие с законом иерархичности нижние уровни систематики (**I-III**) охарактеризованы детальной и конкретной описательной информацией, охватывающей качественные характеристики объектов (керн скважин). Более высокие уровни (**IV-VI**) построены на обобщающей информации, описывающей пространственные характеристики объектов (Таблица 1, см. вкл.).

Разнообразие и количество свойств объектов исследований закономерно возрастает от уровня к уровню, обуславливая появление эмерджентных свойств у элементов каждого вышележащего уровня, не присущих нижестоящим уровням. Рассматриваемые объекты в контексте системных исследований требуют специальных подходов к решению задач определения их свойств и связей на каждом выделенном иерархическом уровне. Каждому иерархическому уровню соответствует свой тип неоднородности, соответственно, свои методы ее изучения и обособленный комплекс решаемых нефтепромысловых задач

Для облегчения понимания и ликвидации противоречий в разработанной схеме ранжирования седиментологических объектов приведены русские термины и их англоязычные аналоги. Объекты, имеющие близкие идентификационные критерии, выделены одинаковым цветом. При их определении в керне скважин возможны определенные трудности, связанные с неоднозначностью выводов. В представленную схему не вошли макрофации глубоководных конусов выноса по причине непредставительных седиментологических характе-

ристик, а также эоловые, ледниковые и вулканогенно-осадочные макрофации, не характерные для рассматриваемой территории.

В варьированности низших объектов разработанной систематики в пределах различных ранговых уровней отражено главное свойство природных систем – эмерджентность. Между разноуровневыми объектами исследования (литогенетическими типами, фациями, макрофациями) не существует строгих однозначных границ. Всегда присутствует система переходов в пределах одного иерархического уровня, что определено работами Л.Н. Ботвинкиной (1956б, 1957, 1962, 1965, 1977), Ю.А. Жемчужникова (1948, 1958), Ю.А. Жемчужникова, В.С. Яблокова, Л.И. Боголюбовой, Л.Н. Ботвинкиной, П.П. Тимофеева, З.Ф. Тимофеевой (1959), Е.В. Шанцера (1966), Г.-Э. Рейнека и И.Б. Сингха (1981), Р.Ч. Селли (1980, 1981, 1989), В.П. Алексеева (2002, 2007, 2014) и др. авторов.

Следует заметить, что обозначенные взаимосвязи между членами иерархии установлены только на первичном фактическом материале (керне скважин), характеризующем циклически построенные ископаемые толщи, связанные с конкретными типами литогенеза. Соответственно разработанная систематика допускает разработку типовых осадочных последовательностей для всех областей Западно-Сибирского мегабассейна, с учетом возможности реализации конкретного режима циклогенеза. Природные резервуары, рассмотренные в качестве седиментологических объектов, имеют тесную взаимосвязь с региональными геоструктурными элементами, содержат залежи нефти, газа и газового конденсата многочисленных месторождений Западно-Сибирской НГП и являются одновременно объектами нефтегазогеологического районирования, образуя зоны нефтегазонакопления в различных нефтегазоносных районах и областях изученной территории.

2. **В результате проведенных литолого-фациальных исследований установлены 13 крупнейших пространственно-временных систем (групп макрофаций), представленных парагенезами 47 крупнейших фациальных комплексов, состоящих из закономерно чередующихся в разрезе парагенезов литотипов пород, сформированных в рамках единого литоцикла. Выявленные диагностические критерии позволяют выявлять условия осадконакопления по керну скважин в рамках разработанной иерархической схемы.**

Седиментологическая характеристика типовых для Западно-Сибирского осадочного бассейна природных резервуаров выполнена автором в результате многолетних детальных

литолого-фациальных исследований керна. В настоящей работе юрско-меловые природные резервуары рассмотрены с позиций их формирования в пределах основных региональных стратиграфических подразделений – горизонтов, отражающих специфические этапы осадконакопления (Шурыгин и др., 2000).

На основе детального изучения вещественно-текстурных характеристик пород, слагающих типовые резервуары юго-восточной части Западной Сибири, автором проанализированы черты сходства и различия строения разрезов в разных фациальных областях всей Западно-Сибирской провинции. Проведенный анализ показал большое сходство состава и типовых черт строения для отложений нижней и средней юры, представленных на большей части территории их развития ритмично построенной сероцветной континентальной песчано-глинистой формацией, содержащей пласты углей. Максимальные различия в строении изученных комплексов наблюдаются в отложениях верхней юры и нижнего мела, сформированных в переходных, прибрежных и мелководно-глубоководных морских условиях.

В соответствие с описанным подходом обстановки осадконакопления (макрофации), формировавшие природные резервуары УВ в течение юрской и меловой эпох осадконакопления в пределах Западной Сибири, традиционно разбиты на шесть крупнейших групп (Рисунок 3, см. вкл.). В каждой группе выделен типовой ряд фаций, состоящих из наборов определенных литогенетических типов пород: ***I - континентальные*** (элювиальных покровов, пролювиальных конусов выноса, флювиальные, озерные, болотные); ***II - переходные*** (дельтовые, эстуариевые); ***III - прибереговые*** (приливно-отливные, пляжевые); ***IV - мелководно-морские*** (барово-барьерные, лагунные); ***V - морские*** (шельфовые песчаные гряды); ***VI. - относительно глубоководно-морские*** илистого шельфа (заливов и донных отложений) (Рисунок 2, см. вкл.). Полная аббревиатурная расшифровка выделенных и описанных ЛГТ приведена в тексте диссертации.

Континентальная группа макрофаций. В основании осадочного чехла, в глубоко опущенных грабенообразных впадинах фиксируется наличие своеобразного в литологическом плане нижнеплитного (T_3-J_2) комплекса, представленного пестроцветными тонкодисперсными глинами (ЭЛБ-1), бокситоподобными породами (ЭЛБ-2) и древними почвенными комплексами (ЭЛП-1), являющимися продуктами древних кор выветривания и не имеющими широкого распространения.

Среди континентальных отложений нижней - средней юры наиболее широко представлены флювиальные фациальные комплексы, соподчиненные с отложениями пролювиальных конусов выноса. Фации временных потоков изучены по керну скважин, пробуренных в Бакчарской, Нюрольской, Усть-Тымской впадинах, в Колтогорском прогибе и представлены 4 литологическими типами, характеризующими срединную (КВС-1) и дистальную (КВД-1, КВД-2, КВД-3) части. Отложения древних конусов выноса представлены сложным комплексом, возникшим в результате переноса и отложения временными потоками продуктов выветривания горных пород, в условиях резко контрастного рельефа, на склоновых поверхностях. Фиксируются в основании осадочного чехла маломощными грубообломочными горизонтами и достаточно легко опознаются в разрезах скважин.

Отложения речных систем горных и меандрирующих типов рек в литолого-стратиграфическом отношении также представляют собой базальные горизонты осадочного чехла, сформированные преимущественно в геттанг-синемюр и плинсбах-ааленское время, часто сопряженным с пролювиальным комплексом фаций, генетические признаки которого близки к флювиальным. *Речные системы горного типа* развиты в разрезах, характеризующих наиболее погруженные депрессионные зоны (мегавпадины и прогибы) обрамления Западно-Сибирского осадочного бассейна. Представлены преимущественно гравийными русловыми фациями (РГБ-1, РГБ-2, РГБ-3, РГБ-4).

Речные системы меандрирующего типа характерны для среднеюрских отложений Западной Сибири. Накопление осадков этих систем осуществлялось в условиях масштабного нивелирования рельефа с образованием широких, хорошо разработанных долин. В их составе выделены и описаны 15 ЛГТ, отнесенных к отложениям *стрежневой части русла* (РРС-1, РРС-2, РРС-3); *внутрирусловым и меандровым отмелям* (РРО-1, РМО-1, РМО-2); *отложениям береговых валов* (ПРВ-1, ПРВ-2, ПРВ-3); пескам разлива (ППР-1, ППР-2); старицам (ПСО-1, ПСО-2, ПСО-3) и пойменным болотам (ПСБ-1). *Озерно-болотные макрофации* получили широкое развитие в отложениях преимущественно аален-байосс-батского возраста. Отложения озер представлены 11 литогенетическими типами, характеризующими: *крупные озерные котловины* (ОЗП-1, ОЗП-2, ОЗП-3, ОЗД-1, ОЗЦ-1, ОЗЦ-2Э, ОЗЦ-3); *мелкие проточные озера* (ОЗМ-1, ОЗМ-2); мелкие застойные озера (ОЗЗ-1, ОЗЗ-2) и сопутствующие им болота торфяные с подпочвой угольного пласта (БТП-1, БТП-2, БТП-3, БТП-4).

II – Переходная группа макрофаций представлена дельтовыми и эстуариевыми последовательностями. В пределах изучаемой территории по седиментологическим данным дельтовые отложения установлены практически во всех временных эпохах юры и мела. Особенно много разнообразных по типам дельтовых комплексов фиксируется в средне-верхнеюрских отложениях (горизонты Ю-2 и Ю-1) и в отложениях покурского надгоризонта. Согласно типизации дельт (Дельты…, 1979) по керну скважин четко определяются комплексы дельты флювиального типа, представленной ***субфациями дельтовой равнины,*** включающей: *дельтовое равнинное болото* (БДР-1; БДР-2; БДР-3); *дельтовое приморское озеро* (ДПО-1; ДПО-2); *дельтовое приморское (паралическое) болото* (ДПБ-1); *распределительные каналы* (ДПР-1; ДПР-2); *дельтовые намывные валы* (ДНВ-1); *заливы межгрусловые* (ГБУ-1; ГБУ-2). ***Субфации фронта дельты*** включают гребневые части устьевого бара (ГБУ-1; ГБУ-2) *центральную часть бара устьевого* (ЦБУ-1); *склон бара устьевого* (СБУ-1; СБУ-2); *основания бара устьевого* (ОБУ-1). ***Субфаций продельты:*** *продельтового относительного глубоководья* (ПРД-1; ПРД-2).

Анализ материалов, накопленных при седиментологическом изучении керна, особенно при изучении многочисленных ихнологических комплексов, позволяет сделать вывод о достаточно широком существовании в пределах Западно-Сибирского осадочного бассейна приливных береговых зон, характеризующихся специфичными по внешнему облику отложениями. Ваттовые берега представляющие собой широкие плоские низменные равнины, покрытые вязким илом, располагались на низменных отлогих побережьях Их наибольшее распространение фиксируется в областях морского седиментогенеза (васюганский, неокомские горизонты и покурский надгоризонт). Однако следует учитывать и следующую особенность - аккумулятивные отложения, подобные ваттовым толщам, могли формироваться и на берегах, практически бесприливных морей (Кальянов, 1934; Леонтьев, 1961 и др.), что требует уточнения деталей строения этих комплексов. В отложениях, отнесенных к приливно-отливной макрофации, выделены литогенетические типы *грядово-ложбинной прибрежной равнины* (ШБ-1), *приливно-отливной литоральной* (ВОП-1, ВОП-2. ВОП-3), *сублиторальной* (ВСО-1, ВСО-2) и *литоральной отмелей* (ВИО-1, ПРП-1),

III – Прибереговая группа макрофаций включает в себя широкий спектр фациальных комплексов, формирующихся в пределах береговых и прибереговых зон. В пределах Западно-Сибирского бассейна проведёнными исследованиями диагностирован полный

ряд макрофаций берегового генезиса, имевших развитие на протяжении от келловейского до кузнецовского времени. Прибрежные отложения пляжевого генезиса широко распространены в разрезах прибрежно-морских отложений келловей-оксфордского возраста, развиты в отложениях васюганской и наунакской свит, слагают нижнюю часть вогулкинской свиты, продуктивные отложения Шаимского и Березовского районов, Обь-Иртышского Междуречья, юго-восточных и восточных районов Западной Сибири. Отложения пляжей представлены литогенетическими типами, сформированными в пределах *тыловой зоны пляжа* (ПЛТ-1, ПЛТ-2, ПЛТ-3); *волноприбойных пляжевых валов* (ПЛВ-1, ПЛВ-2, ПЛВ-3); *предфронтальной зоны пляжа* (ПЛП-1, ПЛП-2, ПЛП-3, ПЛП-4).

Еще более широкое развитие получили отложения, слагающие береговые склоны мелководного эпиконтинентального бассейна, длительное время существовавшего на территории Западной Сибири. Литогенетические типы, представляющие эту часть разреза, насыщены обильными ихнофоссилиями, согласно которым выделены верхняя (ПСВ-1) и нижняя (ПСН-1) части берегового склона.

IV - Мелководно-морская группа макрофаций широко представлена песчаными телами барьерно-барового генезиса, являющимися наиболее часто встречаемыми аккумулятивными телами, унаследовано располагавшимися на морском мелководье. Преимущественно песчаные постройки на территории исследования имели широкое развитие в отложениях верхней юры и нижнего мела. Существенную роль в развитии этих песчаных тел играло обилие песка, доставляемого реками, перераспределенного на мелководье волновой деятельностью моря и береговыми течениями. Барьерные постройки оксфордского времени представляли собой серии разросшихся и кулисообразно-сочленявшихся баров, линейно или овально вытянутых вдоль побережий развитых в пределах крупных структур I порядка. Согласно особенностям гидродинамики мелководного шельфа в пределах барьерно-баровых песчаных систем выделены фации *эоловых дюн* (БРЭ-1); *гребня барьера* (БРГ-1); *центральной части барьера* (БРЦ-1); склонов барьера (БРС-1, БРС-2); *основания или подножья барьера* (БРО-1) намывного канала (БРК-1).

Для более мелкомасштабных баровых построек описаны литогенетические типы: *гребня бара* (БВГ-1); *центральной части бара* (БВЦ-1); *склона бара* (БВС-1; БВС-2); *основания или подножья бара* (БВО-1); *межбаровых промоин* (МБП-1; МБП-2; МБП-3). В парагенезе с барьерно-баровыми телами повсеместно присутствуют отложения макрофации

лагун, представленные литогенетическими типами, характеризующими *краевые (прибереговые) зоны лагун* (ЛГК-1; ЛГК-2, ЛГК-3) и центральные части лагун (ЛГЦ-1; ЛГЦ-2).

V, VI – Морские группы макрофаций. Моря, широко развитые в пределах Западной Сибири в юрские и меловые эпохи осадконакопления, заливали обширные пространства материковых отмелей, имели конфигурацию полузамкнутых водоемов, малые глубины, не превышавшие первых десятков метров, полого-погружающийся донный рельеф (около 5 м на 100 км) и характеризовалась значительным опреснением вод в окраинных частях. Существование длительного устойчивого режима морского, временами относительного глубоководного бассейна фиксируется в разрезах появлением парагенезов специфических морских мелководных и относительно «глубоководных» фациальных комплексов, хорошо определяемых по литологическим критериям.

Максимальные периоды трансгрессивного режима седиментации в эпиконтинентальных морях Западной Сибири приходятся по данным многих исследователей на раннетоарскую (тогурская свита), позднекелловейскую (нижневасюганская подсвита и ее аналоги), кимериджскую (*георгиевская свита и ее аналоги*), волжско-берриасскую (*баженовская свита и аналоги*) и туронскую (*кузнецовская свита*) эпохи осадконакопления. При литолого-фациальном изучении отложений, отнесенных к преимущественно иловым морским фациям, выделены *макрофации заливов*, лиманного типа, в том числе частично опресненных (*тогурская свита, нижневасюганская подсвита и их аналоги*) и *макрофация донных отложений морского «относительного» глубоководья* кимериджского и волжско-берриасского времени (*георгиевская, баженовская, куломзинская свиты их аналоги*).

3. **Выделение совокупности классов-коллекторов на базе гидравлических единиц потока с учетом разработанной фациальной систематики позволяет детально учитывать объемно-стохастическую фильтрационно-емкостную неоднородность природных резервуаров и способствует формированию более эффективных технологических схем разработки залежей углеводородов, являясь связующим звеном между количественными (петрофизическими) и качественными (седиментологическими) характеристиками резервуаров.**

Следующим важным шагом являлась детализация внутреннего строения природных резервуаров с целью предсказания их статических (пористость) и динамических (проницаемость) свойств. В практике построения цифровых 3D-моделей при достаточно хорошо раз-

работанной схеме работ самым слабым местом является моделирование структуры межскважинного пространства в момент ее насыщения главными параметрами коллектора – пористостью и проницаемостью. В настоящей работа эта процедура рассмотрена с позиции существования в породе-коллекторе прослоев пород с близкими характеристиками порового пространства, обуславливающими одинаковые линии тока флюида – гидравлической единицы потока **(HFU).** Именно вариация геометрии пор, обусловленная седиментационными и диагенетическими процессами, определяет существование различных типов гидравлических единиц потока, непосредственно обусловленных пористостью, абсолютной и фазовой проницаемостью, функцией капиллярного давления.

В качестве **HFU** понимается «*представительный элементарный объем породы внутри, которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород*» (Amaefulle и др. 1993). Помимо петрофизических параметров гидравлические единицы имеют пространственное развитие, подчёркивая литологическую и фациальную неоднородность коллектора. Возможность **HFU** характеризовать анизотропию петрофизических свойств резервуара в пространстве, позволяет выбрать её в качестве ***базового элемента*** при построении математической трехмерной модели природного резервуара (В.Б. Белозеров, 2003).

Изученные типовые природные резервуары, представлены набором определенных ЛГТ отложений, порядок чередования которых предопределен палеогидродинамическими уровнями среды седиментации, чутко реагирующей на изменение фациальных условий. Выделенные и описанные ЛГТ, обладают одинаковыми петрографическими свойствами, регулируются структурой порового пространства и минералогической составляющей, которые, в свою очередь, определяют пористость и проницаемость коллектора. Соответственно они рассмотрены в качестве самостоятельных **HFU**, имеющих связь как со статическими (пористость, распределение пор по размерам), так и динамическими (абсолютная и фазовые проницаемости, функция капиллярного давления) параметрами резервуара (Corbett, Ellabad, Mohammed, Posysoev, 2003).

Исследованиями Дж.О. Амафуля с коллегами (Amaefule, 1989; Amaefule at all, 1993; Jude, Amaefule, Djebbar, David, Dare, 2002) установлено, что данные, полученные при седиментологическом анализе керна дают информацию о геометрии поровых каналов, что позволяет выделить в коллекторах зоны с подобными свойствами (зоны HFU’s), влияющие на

течение флюидов в поровой среде. Авторы предложили метод, в основе которого лежит уравнение Козени–Кармена (Cozeny-Karmen) и ввели понятие среднего гидравлического радиуса, в котором используются значения пористости и проницаемости определенные по керну. Данный параметр представляет собой гидравлическую характеристику поперечного сечения порового канала при фильтрации флюида, выраженную отношением площади этого сечения к его периметру (той части периметра, по которой проходит соприкосновение флюида с твердыми стенками) (Amaefule at all, 1993).

Средний гидравлический радиус характеризует эффективность порового пространства при прохождении флюида внутри него. В реальных природных условиях поровое пространство имеет сложную конфигурацию и представлено извилистыми каналами различного диаметра. Площадь потока флюида в лабиринте пор ограничена развитием вторичных цементов, наличие матрикса и т.п. Для описания реальной пористой среды, в которой поровое пространство представлено сложной структурой сообщающихся каналов, было использовано уравнение Козени–Кармена (1), позволяющее учесть извилистость поровых каналов и также их средний гидравлический радиус:

$$k = \frac{\emptyset_e^3}{(1-\emptyset_e)^2} * \left(\frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}\right) \quad (1), \text{ где:}$$

к – проницаемость;
$F_s\tau^2$ *– комплексный параметр, характеризующий структуру порового пространства (форму поперечного сечения и извилистость порового канала)*
Øe - *эффективная пористость*
S_{gv}^2 *– удельная поверхность порового канала, отнесенная к общему объему пор*

В данном уравнении комплексный параметр $F_s\tau^2$ является константой и его значения варьируются в пределах от 5 до 100 и зависят от характеристики горных пород. Для идеальных однородных и не консолидированных пород значение равно 5, но в реальных горных породах данное значение обычно больше 5. Вариация данного параметра в зависимости от характеристики горой породы является главной проблемой, потому что в реальном случае не представляется возможным его определение.

В общем случае соотношение $\left(\frac{1}{F_s\tau^2 S_{gv}^2}\right)$ характеризует поровое пространство более точно, чем обычный средний гидравлический радиус канала. Константа Козени варьи-

руется между различными **HFU,** но остается постоянной в пределах одной **HFU**. Вариативность данной константы может быть решена путем простых математических преобразований. Обе части уравнения Козени-Кармена должны быть разделены на значение эффективной пористости и извлекая квадратный корень, получаем следующее уравнение:

$$\sqrt{\frac{k}{\emptyset_e}} = \left(\frac{\emptyset_e}{1-\emptyset_e}\right)\left(\frac{1}{\sqrt{F_s}\tau S_{gv}}\right) \text{ (2), где:}$$

$\sqrt{F_s}\tau$ - *безразмерная величина;*

Sgv – *удельная поверхность поровых каналов, отнесенная к общему объему пор*

Для выделения **HFU**, имеющих единый характер течения флюида и отличающихся по ФЕС от других единиц, в проведенном исследовании использованы два основных параметра. ***Индикатор гидравлической единицы*** **FZI** (*Flow Zone Indicator*), имеющий связь, как с геометрией порового пространства, так и со значениями пористости и проницаемости, полученными для конкретных образцов керна:

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s}\tau S_{gv}} \text{ (3), где}$$

Sgv – *удельная поверхность поровых каналов, отнесенных к общему объему пор (параметр, связанный со степенью упаковки осадочных зерен);*

Fs – *параметр формы или отклонение формы поры от идеальной.*

Индекс качества коллектора **RQI** (*Reservoir Quality Index*), характеризующий средний радиус пор (4):

$$RQI = 0.0314\sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \text{ (4), где}$$

$\emptyset$ - *пористость;*

k – проницаемость;

0.0314 – *коэффициент для промысловой системы единиц, позволяющий учитывать внесистемную единицу - (мД).*

В сокращенном виде уравнение (2) выглядит как: $RQI = \phi_z \cdot FZI$ (5), где

$\phi_z = \frac{\phi_e}{1-\phi_e}$ - нормализованная пористость, тогда из формул (4 и 5)

$$FZI = \frac{RQI}{\phi z} = \frac{0.0314 * \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{(\frac{\phi}{1-\phi})} \text{ (6), где:}$$

FZI- (*Flow zone indicator) - индикатор гидравлической единицы*
RQI- (*Reservoir Quality Index*) *– индекс качества резервуара*
фz – (*Pore volume to grain ratio*) *– отношение объема пор к объему скелета.*
Ø*– пористость;* k*– проницаемость.*

В терригенных породах разный характер течения флюидов в поровом пространстве тесно связан со свойствами породы (пористость, проницаемость, зависимости капиллярного давления для выделенных HFU, глинистость, смачиваемость, минеральный состав, тип порового пространства, состав цемента), которые обуславливаются средой седиментации и последующими диа- и катагенетическими преобразованиями. Расчет проницаемости требует знания пористости и комплексного параметре **FZI (**Рисунок 3, см. вкл.).

Расчет комплексных параметров **FZI** и **RQI** проведен в соответствии с методикой выделения **HFU** по керновым данным (Рисунок 4, см. вкл.). Полученные значения сгруппированы в **HFU** отдельно для каждой выделенной фациальной зоны (Рисунок 7-в, см. вкл.). Для этого использовались графики функции накопленной вероятности натурального логарифма **FZI**, стратиграфически графики Лоренца (Рисунок 5, см. вкл.) и гистограммы распределения натурального логарифма **FZI.** Для более точного разграничения типов коллектора проведен кластерный анализ. Выявлено, что для каждого типа коллектора есть свое среднее значение индикатора, через которое может быть осуществлен расчет проницаемости. Каждый тип коллектора имеет очень узкий, отличимый разброс по проницаемости. Средние и граничные значения индикатора **FZI** разных типов коллекторов у рассматриваемых месторождений достаточно близки, их можно объединить в общую систему типов коллекторов. Далее для каждой модели природного резервуара тип коллектора был увязан с выделенными фациями, после чего сформирована единая система литолого-петрофизических типов пород для рассматриваемых природных резервуаров.

Предсказание индикатора типа коллектора (**FZI)** в участках, не охарактеризованных керновым материалом, реализовано способом нелинейной регрессии по данным ГИС. Их распределение в межскважинном пространстве проведено индивидуально для каждого выделенного ЛГТ по вариограммам с использованием последовательного Гауссового алгоритма моделирования.

Оценка крупномасштабной неоднородности и пространственного распределения пористости и проницаемости тесно связана с распространением ЛГТ по площади, в связи с установленной фациальной зональностью. Поэтому распространение ФЕС пород в трехмерном межскважинном пространстве реализовано с использованием опорных точек (разрезов скважин с полным выносом керна), вариограммы как показателя коррелируемости петрофизических данных и знаний древних трендов седиментации.

Границы распространения ЛГТ по разрезу, и соответственно **HFU** вначале были выделены в каждой скважине, а затем объединены в ячейки по принципу преобладающей фации. Для каждого ЛГТ была сформирована индивидуальная вариограмма, используемая впоследствии при моделировании свойств резервуара. Для построения трехмерной модели фаций применен метод последовательного индикаторного моделирования, позволяющий в качестве трендов использовать данные седиментологии. Для моделирования неоднородности использован стохастический метод, позволяющий получать множественные равновероятностные реализации.

Рассчитанные по представленной методике гидравлические единицы (**HFU),** увязанные с седиментологической характеристикой продуктивного пласта, позволили получить наглядное представление о латеральном распространении и закономерностях чередования HFU, отражающих классы коллекторов с улучшенными свойствами в пределах изучаемых объектов. Сводный профиль распределения выделенных **HFU** на примере природных резервуаров барьерно-барового генезиса приведен на Рисунке 6 (см. вкл.). На основе карты средней эффективной пористости полученной по корреляции с акустической жёсткостью и данных по пористости (в результате поточечной интерпретации ГИС) (Рисунок 7-а, см. вкл.) в разрезе каждой скважины методом стохастического моделирования было получено 3-х мерное распределение пористости (Рисунок 7-б, см. вкл.). Распределение проницаемости получено по зависимостям Кармена-Козени для каждого из типов коллектора с использованием гридов типа коллектора и пористости (Рисунок 7-в, г, см. вкл).

4. **Систематизация распределений индикатора гидравлической единицы потока (параметра FZI) в зависимости от значений пористости и проницаемости резервуара с учетом его фациальной принадлежности и неоднородности его порового пространства позволила выработать универсальную генетическую литолого-петрофизическую классификацию терригенных коллекторов на основе выделения гидравлических единиц потока (HFU) для условий Западной Сибири, объединяющую в себе качественные и количественные характеристики продуктивного резервуара.**

Проведенное седиментологическое моделирование терригенных разнофациальных толщ с выделением литогенетических типов (ЛГТ), слагающих фациальные последовательности, принадлежащие континентальной, переходной и морской группам макрофаций позволило выявить особенности внутреннего строения типовых для Западно-Сибирского осадочного бассейна юрско-меловых природных резервуаров.

На основе методики гидродинамических единиц потока (**HFU**), в пределах каждого выделенного ЛГТ, были получены корреляционные зависимости геофизических (данные ГИС), петрофизических (пористость, проницаемость), седиментологических и минералого-петрографических параметров пород-коллекторов. Для каждой рассмотренной фации, сложенной набором определенных ЛГТ отложений, было выделено оптимальное количество **HFU** и рассчитаны пороговые значения их индикаторов (**FZI**). На основе полученных значений в межскважинном пространстве для каждой фации было смоделировано распределения двух основных параметров коллектора - пористости и проницаемости с позиций методики **HFU**.

В ходе исследований была определена последовательность моделирования, описаны возможные неопределенности и ошибки при применении методики HFU, рассмотрены возможные пути их решения. Рассмотренная последовательность работ по применению методик комплексирования литологических и петрофизических исследований кернового материала позволила получить количественные характеристики базовых коллекторских свойств пород (пористости, проницаемости, водо- и нефтенасыщенности) и на основе комплексного использования данных лабораторных исследований керна, производить выделение литолого-петрофизических типов разрезов изучаемых продуктивных толщ юрского и мелового возраста.

Предлагаемая комплексная методология детально рассмотрена на примере барово-барьерного терригенного резервуара Крапивинского нефтяного месторождения (Рисунки 3 - 7, см. вкл.) и базируется на интерпретации данных типового комплекса ГИС, на основе количественных оценок интерпретационных параметров, получаемых путем комплексного интегрированного моделирования петрофизической и детальной седиментологической информации. Совместный анализ данных ГИС и лабораторных исследований керна при оценке комплексного параметра (**FZI**), характеризующего класс коллектора, выделенный в пределах каждого типового природного резервуара позволил осуществить корректный прогноз значений ФЕС, дающих право количественно разграничивать коллектор, оценивать положение флюидоконтактов, создавая тем самым базу достоверных исходных данных для гидродинамического моделирования резервуаров различного генезиса.

С применением описанной технологии в ходе установленных пространственных парагенетических взаимосвязей в закономерном распределении ЛТГ типов отложений различной фациальной принадлежности были выявлены закономерности в петрофизических параметрах изучаемых юрско-меловых резервуаров, позволившие типизировать комплексные литолого-петрофизические характеристики изученных макрофаций с позиций однородно-слоистых («***Layer-cake***»), мозаичных («***Jigsaw-puzzle***») и резервуаров типа ««***Labyrinth***».

Значительная неоднородность свойств и петрофизических параметров свойственна большинству природных резервуаров юрско-меловых нефтегазоносных комплексов Западной Сибири. Выявленные закономерности внутренней организации терригенных толщ определены процессами циклической седиментации, господствующими в юрско-меловые эпохи осадконакопления и предопределившими формирование разномасштабных литологических циклов, закономерно изменяющихся во времени и пространстве аккумуляции. Эволюционное развитие и формирование литологических циклов обусловили фациальные условия в бассейне седиментации, определившие закономерности распределения неоднородности в вертикальном и латеральном направлении. Типизация природных резервуаров, сформированных в разных фациальных зонах, с позиций концепции гидравлических единиц потока позволила создать единый классификационный ряд обобщенных параметров единиц потока для рассмотренных терригенных резервуаров, установив тем самым связь между седиментологической (качественной) и петрофизической (количественной) составляющими их моделей (Таблица 2).

Таблица 2. Генетическая литолого-петрофизическая типизация юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири (на основе гидравлических единиц потока), О.С. Чернова, 2017

Обстановка осадконакопления (макрофация)	Часть природного резервуара	Ассоциация литогенетических типов	HFU	Ранг FZI	Среднее значение FZI	Диапазон пористости, %	Диапазон проницаемости, 10^{-3}мкм^2	Коэффициент вариации
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Резервуары типа «Layer-cake» - Однородно-слоистый резервуар								
Барьеры	Центральная часть барьера	Песчаники средне-мелкозернистые, слабосцементированные, хорошо сортированные, массивные, с редкими глинистыми намывами, с горизонтальной или клиновидной слоистостью	**1**	Более 2,567	2.567 и выше	18 – 20	170 - 1600	0,33
Дельта волнового влияния	Проксимальная часть волновой дельты	Песчаники средне-мелкозернистые, хорошо сортированные	**2**	2.540 – 3.320	2.593	17 – 18	165 - 1400	0,28
Пляжи		Песчаники мелкозернистые, слюдистые, с прослоями кальцита	**3**	2.124 – 2.540	2.256	14 – 18	140 - 950	0,46
Резервуары типа «Jigsaw-puzzle» - Мозаичный резервуар								
Устьевые бары	Центральная часть устьевого бара	Песчаники мелкозернистые, хорошо сортированные, косослоистые	**4**	1.55 – 2.124	1.63	16 – 18	22.0 – 32.0	0,72
Бары вдольбереговые	Центральная часть бара (Р)	Песчаники средне-мелкозернистые, слабосцементированные, массивные	**5**	1.525 – 2.540	2.313	15.0 – 18.0	24.0 – 29.0	0,70
	Центральная часть бара (Т)	Песчаники мелко-среднезернистые, хорошей сортировки	**6**		1.744	14.5 – 15.3	20.0 – 26.7	0,84
Дельта волново-	Дистальная	Песчаники мелко, реже сред-	**7**	1.095 – 1.525	1.256	14.2 – 18	7.0 – 8.5	0,65

го влияния	часть волновой дельты	незернистые, хорошо сортированные, слабосцементированные						
Устьевые бары	Гребень устьевого бара	Песчаники мелкозернис-тые, алевритистые, с прослоями угля, намывами растительного детрита	**8**	1.053 – 1.095	1.066	12 – 14	12.0 – 16.0	0,69
Конусы выноса дельты речного влияния	Фронт дельты	Песчаники тонко-, мелкозернистые, бимодальные, с веерообразной слоистостью, разнонаправленной	**9**	0.880 – 1.095	0.923	14 – 18	11.0 – 14.0	0,84
Бары вдольбереговые	Склоны бара регрессивного / трансгрессивного	Алевролиты разнозернистые, переслаивающиеся с песчаниками мелкозернистыми, с биотурбациями	**10**	0.014 – 1.095	0.054	12.3 – 14	9.0 – 12.0	0,70
Устьевые бары	Склон устьевого бара	Алевролиты разнозернистые, переслаивающиеся с песчаниками мелко-, тонкозернистыми, с намывами угля	**11**	0.52 – 1.014	0.732	12 – 16	4.3 – 5.1	0,72
Шельфовые подводные гряды	Центральные части	Песчаники мелкозернистые, прослоями алевритистые, хорошо сортированные, с известковым цементом	**12**	0.760 – 0.880	0.745	10 – 14	0.17 – 0.55	0,66
Приливно-отливные отмели	Опесчаненный ватт	Песчаники мелко-, тонкозернистые, хорошо сортированные	**13**	0,642 – 0.760	0.698	10 – 15.5	70.00 – 120.00	0,60
Приливно-отливные отмели	Переслаивающийся ватт	Переслаивание глинистых алевролитов и песчаников	**13-а**	0,445 – 0,580	0.625	5 - 14	0.20 – 1.70	0,45
Резервуары типа «Labyrinth» - Резервуар - Лабиринт								
Меандровые отмели		Песчаники крупнозернистые, с включениями галек, косослоистые	**14**	Более 3.320	0.610	16 – 20	0.85 – 1.4	1,58
Отмели горной реки		Грубозернистые песчаники с включениями прослоев мел-	**15**	0.342 – 0.642	0.595	9 – 12	0.72 – 1.1	1,78

		когалечниковых конгломератов						
Каналы приливно-отливные		Песчаники и алевролиты разнозернистые, с мелкой косой, иногда разнонаправленной слоистостью	**16**	0.417 – 0.720	0.632	10 – 14	1.5 – 1.9	1,38
Береговые валы		Песчаники мелкозернистые, с прослоями алевролитов глинистых	**17**	0.465 – 0,642	0.534	11 - 12.6	0.22 – 0.66	1,12
Пойменные кревассы (пески разлива)		Алевролиты, переслаивающиеся с песчаниками, с мелкомасштабной косой, волнистой слоистостью	**18**	0.333 – 0.465	0.386	9 – 11.0	0.17 – 0.66	1,32
Устьевые бары	Основание устьевого бара	Алевролиты, переслаивающиеся с песчаниками мелко-тонкозернистыми, с субгоризонтальной параллельной, иногда слабо волнистой слоистостью, с многочисленными глинистыми намывами	**19**		0,327	6 – 8	0.01 – 0.14	1,29
Резервуары, формирующиеся в условиях низкой энергетической среды седиментации, не являющиеся коллекторами								
Марши дельтовой равнины		Песчаники тонко-мелкозернистые, переслаивающиеся с алевролитами	**20**	0.310 – 0.333	0.323	0 – 6	0.1 - 3	
Продельта		Алевролиты глинистые, переслаивающиеся с аргиллитами	**21**	0.225 – 0.310	0.256	0 – 5	< 1	

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных комплексных литолого-фациальных исследований терригенные юрско-меловые природные резервуары Западной Сибири рассмотрены с позиций целостных динамических систем, функционирующих в определенном временном интервале и определённом термобарическом режиме, вещественный состав и внутреннее строение которых предопределены древними условиями осадконакопления. В целях как теоретического, так и практического использования, на основе предложенного интегрированного подхода разработана методика палеоседиментологического моделирования по керну скважин, базирующаяся на четкой системе понятий, увязанных в определенной логической последовательности, согласно установленным иерархическим уровням организации в пространстве осадочного вещества, характеризующим соподчиненные седиментологические единицы.

На основе детальных литолого-фациальных исследований по комплексу генетических признаков в керне скважин выделено и охарактеризовано 125 литогенетических типов отложений, слагающих макрофациальные комплексы основных типов юрско-меловых терригенных природных резервуаров Западной Сибири. Закономерности распределения по разрезу и по латерали литогенетических типов пород и макрофаций, установленных по керну скважин, позволили выявить иерархическую соподчиненность седиментологических объектов разного ранга, связанных определенными парагенезами.

Разработанная автором схема иерархии седиментологических объектов позволяет, зная природные механизмы и процессы, обуславливающие формирование определенных типов осадочных последовательностей, предсказывать появление возможных парагенетических ассоциаций и их латеральных вариаций для различных нефтегазоносных территорий, с конкретным типом литогенеза и геотектоническим режимом.

По результатам исследования литолого-петрофизических характеристик выделенных литогенетических типов отложений, рассмотренных в качестве гидравлических единиц потока (HFU), для каждой HFU на керновом материале получены индивидуальные зависимости пористости и проницаемости, увязанные с электрометрическими параметрами фаций. Литолого-петрофизические характеристики пород-резервуаров разнофациальных толщ, изученные на основе комплексного анализа пространственных параметров петрофизической, литологической и фильтрационной неоднородности в резервуарах каждого выделенного фа-

циального типа позволили обосновать взаимосвязи гидравлических единиц потока (HFU) и индикаторов гидравлического типа коллектора (FZI) с фациальной неоднородностью осадочных тел.

Оценка свойств, выполненная посредством расчета петрофизических алгоритмов (HFU, FZI, RQI), характеризует пространственную изменчивость литолого-минералогических, структурно-текстурных и фильтрационно-ёмкостных характеристик пород-коллекторов, сформированных в различных условиях седиментации, и позволяет выделять литогенетические типы пород с близкими характеристиками порового пространства, прогнозировать тип и петрофизические параметры каждого рассмотренного типа природного резервуара.

Разработанная методика петрофизических исследований (в области главных свойств резервуара - пористости и проницаемости), базирующаяся на основе метода гидравлических единиц потока (HFU), с учетом их связи с геологическими и гидродинамическими параметрами нефтегазоносного коллектора, позволяет мобильно и объективно осуществлять преобразование геологических моделей в гидродинамические. На основе комплексирования результатов седиментологических и петрофизических исследований кернового материала, разработанные типовые генетические модели разнофациальных терригенных природных резервуаров, включают в себя описание, слагающих их литогенетических типов и фаций, и закономерности распределения свойств, могут быть использованы локальными недропользователями, не обладающими детальной седиментологической информацией, увязанной с петрофизическими исследованиями кернового материала по типовым объектам разработки Западно-Сибирской НГП.

Предложенная методика комплексирования технологий седиментологического и петрофизического моделирования позволяет отображать слоисто-неоднородную структуру терригенного коллектора, с детальным учетом фильтрационно-ёмкостной пространственной неоднородности терригенного природного резервуара при построении его геостатической модели.

Рассмотренная методика построения геостатических моделей терригенных резервуаров дает возможность получения типовых зависимостей параметров для каждого фациального типа природного резервуара. Рассчитанные таким образом параметры могут быть использованы на месторождениях с аналогичным распределением HFU, но низкой информацион-

ной базой по другим данным (особенно керну скважин), необходимым для качественного моделирования процесса разработки. Это позволит снизить неопределенность, связанную с поведением залежи в процессе эксплуатации скважин и увеличить эффективность разработки, как с точки зрения коэффициента увеличения нефти, так и с точки зрения экономических параметров.

Разработанная классификация единого ряда классов гидравлических единиц потока (HFU) для Западной Сибири может служить основой для автоматической корректировки геологических и гидродинамических моделей, построенных на основе выделения типов HFU-коллекторов, при адаптации и мониторинге процессов разработки залежей нефти и газа. Предлагаемая методика, стандартизируя подход к построению геологических и гидродинамических моделей, снижает роль субъективного фактора в их построении, что особенно актуально для месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки.

Учитывая установленную связь HFU с геологическими и гидродинамическими параметрами терригенного коллектора, мобильность и объективность адаптации геолого-геофизической модели к модели гидродинамической в процессе разработки, сокращается время принятия решений для повышения эффективности эксплуатации залежей УВ.

3. Разработанный подход позволяет более корректно отображать в моделях фильтрационно-емкостные свойства залежей, распределенные на основе совокупности рассчитанных для них гидравлических единиц потока (HFU), а также наиболее полно учитывать геологические, петрофизические и гидродинамические параметры коллектора в HFU-моделях. При подсчете запасов УВ данная методика может служить инструментом для сравнительной оценки групп запасов группы месторождений не только по количеству, но и по качеству запасов, корректировке подсчета запасов, выбора способа разработки залежи УВ и методов воздействия на продуктивные пласты.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в журналах, включенных в Перечень рецензируемых научных изданий, рекомендованных ВАК РФ:

1. ***Чернова О.С***. Исследования неоднородности геологического строения нефтегазоносных карбонатных отложений Томской области / Тищенко Г.И., Коровкин М.В., Галанов Ю.И., ***Чернова О.С.*** // Известия Томского политехнического университета. –

2002. – Том 305. – № 6: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – Томск. С. 253–259.

2. Чернова О.С. Стадийность построения комплексных геолого-геофизических моделей месторождений нефти и газа / ***Чернова О.С.*** // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Том 305. – № 6: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – Томск. С. 259–267.
3. Чернова О.С. Палеофаунистические остатки - индикаторы обстановки седиментации при литолого-фациальном анализе нефтегазоносных объектов // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Том 305. – № 5: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. С. 329 – 335.
4. Чернова О.С. Палеогеографические условия формирования нижнеюрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Том 305. №.8: Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 96–117.
5. ***Чернова О.С.*** Применение седиментологических моделей при проектировании разработки Широтного месторождения / Федоров Б.А., Останкова О.С., ***Чернова О.С.,*** Захарова А.А. // Нефтяное хозяйство – № 8 – 2006. С.58 – 62.
6. ***Чернова О.С.*** Анализ программного обеспечения для трехмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа / Ямпольский В.З., Захарова А.А., Иванов М.А., ***Чернова О.С.*** // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Том 309. – №7. – С.50–54.
7. ***Чернова О.С.*** Палеогеографические условия формирования верхнеюрских отложений Усть-Тымской впадины (Томская область) / ***Чернова О.С.*** // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Том 316. – №.1: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – С. 72–79.
8. ***Чернова О.С.*** Систематика и иерархия природных резервуаров как основа палеоседиментологического моделирования / ***Чернова О.С.*** // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Том 317. – № 1: Геология, поиски и разведка полезных ископаемых Сибири. – С. 116–121.
9. ***Чернова О.С.*** Биостратиграфическая характеристика отложений горизонта Ю-I Крапивинского нефтяного месторождения / ***Чернова О.С.*** Жуковская Е.А. // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Том 317. – №1 – С. 122–127.
10. ***Чернова О.***С. Типы разрезов продуктивных пластов ($Ю_1^4$ и $Ю_1^3$) Лугинецкого газоконденсатно-нефтяного месторождения (Томская область) / ***Чернова О.С.,*** Жилина Е.Н. // Известия Томского политехнического университета. – 2011.–Том 319.–№ 1: Науки о Земле. – С. 131–136.
11. ***Чернова О.С***. Литогенетические типы и фации аллювиального комплекса отложений Нюрольской впадины (Томская область) / Мищенко М.В., ***Чернова О.С., //*** Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири (СНИИГГиМС)–2012. №1с, С.68–72.

12. ***Чернова О.С.*** Иерархичность и инверсия структур осадочного чехла (на примере сочленения Урала и Западно-Сибирской плиты) / Алексеев В.П., Ворожев Е.С., Рыльков С.А., ***Чернова О.С.*** // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири (СНИИГГиМС) – 2013. – №3 (15), С.13–18.
13. ***Чернова О.С.*** Закономерности изменения состава и строения коллектора Ю-1 в широтном Приобье и его ближайшем окружении (Западная Сибирь) / Алексеев В.П., ***Чернова О.С.,*** Амон Э.О., Валеев Р.А., Лац С.А., Щергина Е.А. // Литосфера. 2014. №3, С.51–69.
14. ***Чернова О.С***. О некоторых закономерностях формирования продуктивных пластов $АВ_{1-3}$ в нижнемеловых отложениях Широтного Приобья (Западная Сибирь) / Алексеев В.П., Амон Э.О., Валеев Р.А., Лац С.А., ***Чернова О.С.,*** Щергина Е.А. – Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири (СНИИГГиМС). – 2014, №4 (20).–С.18–28.
15. ***Чернова О.С.*** Гидравлические единицы потока при моделировании залежей углеводородов: подходы к выделению, методика, неопределенности / ***О.С. Чернова,*** Е.Р. Чухланцева // Недропользование–XXI век.–2015., Вып.№5 (55) – С.44–53.

Монографии

16. ***Чернова О.С.*** Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь) / Алексеев В.П., Амон Э.О., Федоров Ю.Н., Глебов А.Ф., Залевский О.А., Качкин А.А., Лебедев А.И., ***Чернова О.С.*** // Екатеринбург: Из-во Уральского гос. Горного ун-та, 2011. – 268 с.

В трудах научных конференций, совещаний и семинаров

17. ***Чернова О.С.*** Принципы корреляции и методы палеогеографических исследований терригенных отложений / Ежова А.В., ***Чернова О.С.*** // Материалы научно-практической конференции «Перспективы внедрения научно-технических достижений и новых технологий при разведке и разработке месторождений». Томск – 1996. – С. 45–46.
18. ***Чернова О.С.*** К проблеме изучения полицикличного деструктивного морфогенеза фундамента юго-востока Западно-Сибирской плиты, как основы для поисков месторождений нефти и газа / Гринев О.М., Татьянин Г.М., ***Чернова О.С.*** // Материалы научной конференции, посвященной 75-летию геологического образования в ТПУ (3-5 апреля 1996). Томск – 1996. – С. 108 –109.
19. ***Чернова О.С.*** Применение геохимических индикаторов для определения генезиса нижнеюрских глинистых пород / ***Чернова О.С.*** // Материалы первого международного научного симпозиума в рамках Международного научного конгресса студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и наука – третье тысячелетие». Томск – 1997. – С. 243.
20. ***Чернова О.С.*** О фациальной зональности тогурского бассейна в раннем тоаре / ***Чернова О.С.*** // Материалы первого международного научного симпозиума в рамках

Международного научного конгресса студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и наука – третье тысячелетие». Томск – 1997. – С. 156–158.

21. Чернова О.С. О находках фауны в отложениях нижнетоарского подъяруса нюрольского осадочного бассейна / ***Чернова О.С.*** // Материалы первого международного научного симпозиума в рамках Международного научного конгресса студентов, аспирантов и молодых ученых «Молодежь и наука – третье тысячелетие». Томск – 1997. – С. 159 –160.

22. Чернова О.С. Методологические аспекты геолого-геофизического моделирования резервуаров нефти и газа / ***Чернова О.С.*** // Научные труды школы-семинара НОЦ «ЮКОС-НОВОСИБИРСК», 2002 – С. 234–238.

23. ***Чернова О.С.*** Закономерности пространственной изменчивости фильтрационно-емкостных параметров верхнеюрских коллекторов в связи с условиями седиментации / Меркулов В.П., ***Чернова О.С.*** // Научные труды школы-семинара НОЦ «ЮКОС-НОВОСИБИРСК», 2002 С.182-188.

24. Чернова О.С. Теоретическое значение и практическая важность создания системно-литмологической клиноформной модели юрских отложений Западной Сибири / Ю.Н. Карогодин, П.Ю. Белослудцев, Е.А. Жуковская, ***О.С. Чернова*** // Материалы научно-практической конференции «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Тюменской области». Т.1. –Тюмень, 2005. – С. 149–154.

25. ***Чернова О.С.*** К вопросу о систематике седиментационных объектов / ***Чернова О.С.*** // Материалы 5-го Всероссийского литологического совещания (14-16 октября 2008 г.). – 2008. – Екатеринбург, т.2, С. 392–394.

26. ***Чернова О.С.*** Классификация обстановок осадконакопления, литогенетических типов и фаций на примере юрских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты / ***Чернова О.С.*** // Материалы научно-практического совещания «Седиментология в нефтяной геологии»: (5-6 октября 2009 г.): Изд-во ТПУ, ЦППС НД, 2009. – С. 65–73.

27. ***Чернова О.С.*** Цикличность юрских отложений краевой юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / ***Чернова О.С.*** // Материалы 8-го Уральского литологического совещания. – 2010. – Екатеринбург, т.2, С. 339–341.

28. Чернова О.С. Комплексный седиментологический подход к изучению сложнопостроенных природных резервуаров / ***Чернова О.С.,*** Жилина Е.Н. // Материалы 11 Международной научно-практическая конференция по Высоким Технологиям HTFR, Санкт-Петербург (27-29 апреля 2011), т.4. – С. 272–278.

29. Чернова О.С. Иерархия и систематика седиментологических объектов / ***Чернова О.С.*** // Концептуальные проблемы литологических исследований в России: материалы 6-го Всероссийского литологического Совещания – Казань: 2011. – Т.2, С.447–450.

30. ***Чернова О.С.*** Эволюция юрских палеоландшафтов юго-востока Западной Сибири /Чернова О.С. // Материалы 6-го Всероссийского литологического Совещания (Ка-

зань, 26-30 сентября 2011 г.) Концептуальные проблемы литологических исследований в России. Т.2, С. 451–454.

31. ***Чернова О.С.*** К вопросу о классификации текстур осадочных горных пород на современном этапе развития литологических исследований / ***Чернова О.С.*** // Материалы 2-го регионального совещания (Томск, 26–30 апреля 2012 г.), посвященного 100-летию со дня рождения д.г-м.н. Л.Н. Ботвинкиной. Фациальный анализ в нефтегазовой литологии. С. 338–349.
32. ***Чернова О.С.*** Палеоседиментологическое моделирование терригенных природных резервуаров / ***Чернова О.С.*** // Материалы Всероссийского литологического совещания, посвященного 100-летию со дня рождения Л.Б. Рухина (Санкт-Петербург, 25-29 сентября 2012 г.). Ленинградская школа литологии. С.126–128.
33. ***Чернова О.С.*** Интеграция литологических и петрофизических данных на основе метода гидравлических единиц потока / ***Чернова О.С.*** // Материалы 9-го Уральского литологического совещания (Екатеринбург, 26–30 октября 2012 г.) Приоритетные и инновационные направления литологических исследований. Т.2, С.182–184.
34. ***Чернова О.С***. Средне-верхнеюрский (васюганский) нефтегазоносный комплекс Западной Сибири – особенности региональной палеогеографии пласта Ю-1 в Широтном Приобье / Алексеев В.П., ***Чернова О.С.,*** Амон Э.О., Валеев Р.А., Лац С.А., Щергина Е.А // ***Тезисы*** «ПАЛЕОСТРАТ-2013» (28-30 января 2013 г.) Научная конференция секции палеонтологии Московского общества испытателей природы и Московского отделения Палеонтологического общества, г. Москва С. 7–8.
35. ***Чернова О.С.*** Палеогеографические реконструкции в ракурсе прерывисто-непрерывного осадконакопления (на примере юрских отложений Западно-Сибирского бассейна) / Алексеев В.П., Амон Э.О., Валеев Р.А., Лац С.А., ***Чернова О.С.,*** Щергина Е.А // Материалы Пятого Всероссийского совещания (23-27 сентября) «Юрская система России: Проблемы стратиграфии и палеогеографии», Тюмень – 2013. – С.17–20.
36. ***Чернова О.С.*** Еще раз о фациях в терригенных толщах (модели 4D) / Алексеев В.П., ***Чернова О.С.*** // «Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории» (28-31 октября 2013 г.) Материалы VII Всероссийского литологического совещания, Т.I г. Новосибирск С. 24–27.
37. ***Чернова О.***С. Сеноманские дельтовые природные резервуары Западной Сибири (на примере пластов $ПК_1^3$ Мессояхской группы месторождений / Чухланцева Е.Р., Чернова О.С. // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии (10–15 сентября 2014 г.). Материалы VII Всероссийского совещания, г. Владивосток, о. Русский. – С. 325–328.
38. ***Чернова О.С.*** Системная иерархия в интерпретационном седиментологическом моделировании / ***Чернова О.С.*** // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: материалы второй научно-практической конференции. – Новосибирск: СНИИГГиМС. Т.2. – 2015. С. 149–151.

В других научных изданиях

39. Чернова О.С. Системно-литмологическое расчленение и корреляция васюганской свиты Усть-Тымской впадины / ***Чернова О.С.*** // Актуальные проблемы нефтегазоносных бассейнов. – Новосибирск: НГУ, 2003. – С.90–98.

40. Чернова О.С. К вопросу о классификации обстановок осадконакопления, фаций, генетических типов пород и осадочных текстур с позиций кластерного анализа / ***Чернова О.С.,*** Захарова А.А. // Геологическое строение и нефтегазоносность отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). - Новосибирск. 2006. – С. 175–178.

41. Чернова О.С. Роль и место текстурного анализа в прогнозе обстановок осадконакопления / ***Чернова О.С.*** // Актуальные вопросы литологии и седиментологии: Томский государственный университет: ООО «Дельтаплан», Томск. – 2007., 133 с.

42. Чернова О.С. Седиментологические особенности верхнеюрских отложений Усть-Тымской впадины (Томская область) / Чернова О.С. // Литология и геология горючих ископаемых: межвуз. науч. темат. сб. (редкол.: Алексеев В.П. и др.). – Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. Горного ун-та, 2009.– С. 16–25.

43. Чернова О.С. Моделирование литолого-петрофизической зональности Двуреченско-Крапивинской зоны нефтегазонакопления / ***Чернова О.С.,*** Клименко А.В. // Литология и геология горючих ископаемых: межвуз. науч. темат. сб. (редкол.: Алексеев В.П. и др.). – Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. Горного ун-та, 2009.– С. 99–110.

44. Чернова О.С. Фациально-циклический анализ юрской продуктивной толщи юго-востока Западно-Сибирской плиты / ***Чернова О.С.*** // Литология и геология горючих ископаемых: межвуз. науч. темат. сб. (редкол.: Алексеев В.П. и др.). – Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. Горного ун-та, 2010.– С. 83–92.

45. Чернова О.С. Схема классификации текстур осадочных горных пород / Литология и геология горючих ископаемых: межвуз. науч. темат. сб. (редкол.: Алексеев В.П. и др.). – Екатеринбург: Изд-во Уральского гос. Горного ун-та, 2012.– С. 27–45.

46. Чернова О.С. Глоссарий седиментологических терминов. Томск: Изд-во ЦППС НД ТПУ, 2005.–459 с.

47. Чернова О.С. Седиментология резервуара: учебное пособие. Томск: Изд-во ЦППС НД ТПУ, 2008.–380 с.

48. Чернова О.С. Основы геологии нефти и газа: учебное пособие. Томск: Изд-во ЦППС НД ТПУ, 2008.–371 с.

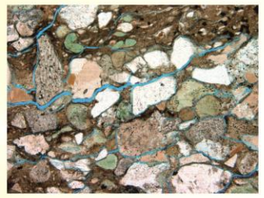
49. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ: учебное пособие. Томск: Изд-во ЦППС НД ТПУ, 2009.–256 с.

50. Чернова О.С. Обстановки седиментации терригенных природных резервуаров: учебное пособие. Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2011.–107 с.

1 ВИЗУАЛЬНЫЕ МИКРО- И МАКРОИССЛЕДОВАНИЯ ОБРАЗЦОВ КЕРНА

Детальное микроскопическое изучение выбуренных образцов

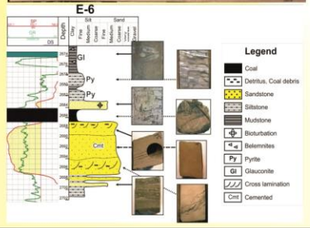
- Микроописание шлифов
- Гранулометрический анализ
- Количественный анализ глинистых фракций (рентгеновская дифрактометрия)
- Количественный минералогический анализ карбонатных пород
- Полуколичественный минералогический анализ



Изучение структуры породы, типа цемента, обломочной части, вторичных изменений, аутигенных минералов, акцессориев

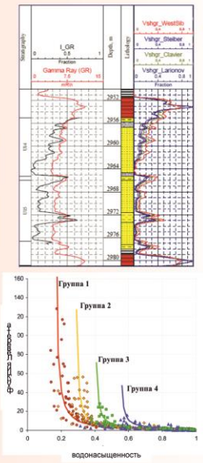
Детальное макроскопическое описание керна скважин

- Текстурный анализ
- Биостратиграфические исследования
- Определение генетических признаков пород, выделение литогенетических типов отложений и фаций, определение их парагенетических связей
- Построение седиментологических колонок

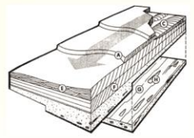


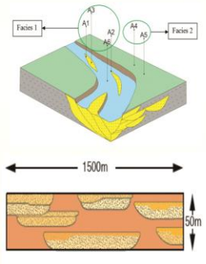
2 ЛАБОРАТОРНЫЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА НА ВЫБУРЕННЫХ ОБРАЗЦАХ

- Определение коэффициента пористости
- Определение коэффициента проницаемости
- Определение объемной плотности
- Определение минералогической плотности
- Определение общей карбонатности
- Изучение капиллярных характеристик
- Определение остаточной нефтенасыщенности



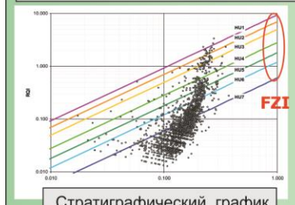
- Литогенетические типы отложений, текстуры
- Фации и макрофации
- Атлас литогенетических типов и фаций (систематизация по региону)
- Седиментологические модели фаций и макрофаций
- Определение типа природного резервуара; рекомендации к разработке



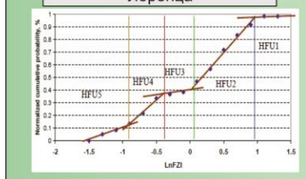


3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ЕДИНИЦ ПОТОКА (HYDRAULICS FLOW UNITS)

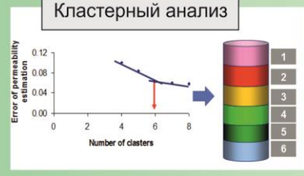
Выделение классов коллекторов



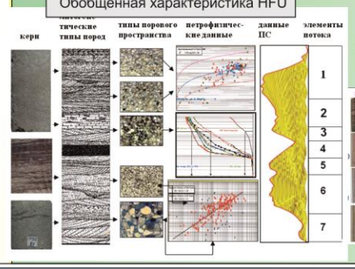
Стратиграфический график Лоренца



Кластерный анализ

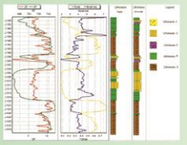


Обобщенная характеристика HFU

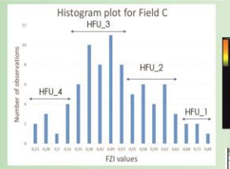


Характеристика индикатора FZI для каждой выделенной фации

Распределение свойств в межскважинном пространстве

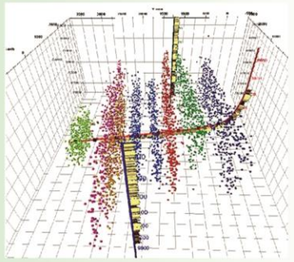


Построение гистограмм

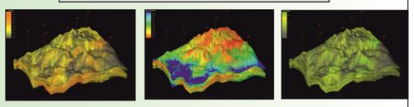


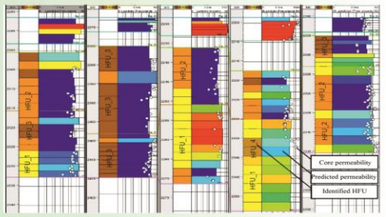
Прогноз базовых фильтрационно-емкостных характеристик в скважинах без отбора керна

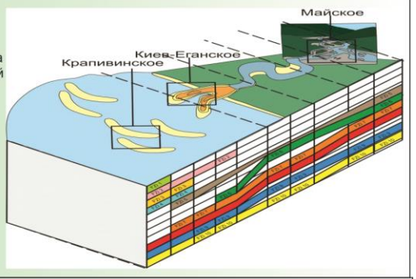
Единый классификационный ряд с позиций осадконакопления



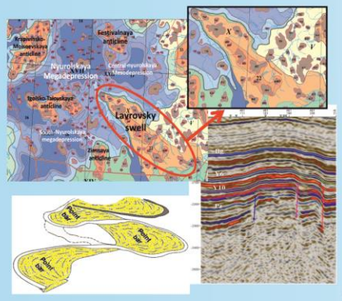
Распределение свойств в модели



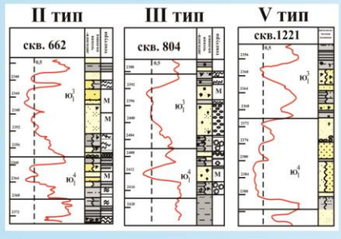




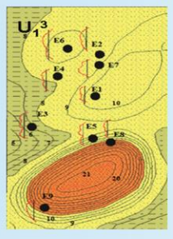
- Данные региональной геологии
- Сейсмические исследования
- Пространственная характеристика природных резервуаров



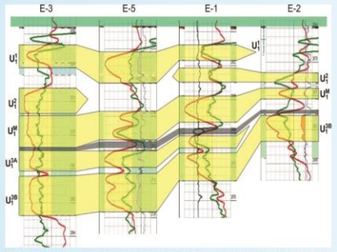
Определение типов разрезов по данным электрометрии



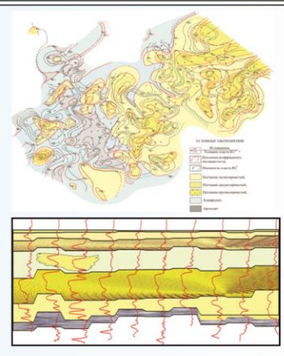
Определение электрометрических моделей фаций



Корреляция: послойная, детальная, региональная



- Литолого-фациальная карта
- Карта изопахит (общих мощностей)
- Карта песчанистости
- Карты расчленённости
- Построение литологических профилей и разрезов



4 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

ДАННЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

ОБОБЩАЮЩИЕ СЕДИМЕНТОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА

Рисунок 1 – Структура методологии комплексирования методов седиментологического и петрофизического (фильтрационно-емкостного) моделирования (Чернова, 2017)

Таблица 1 - Ранги, уровни, свойства и элементы организации, эмерджентные свойства, типы неоднородности и решаемые нефтепромысловые задачи при изучении разноуровневых объектов систематики юрско-меловых терригенных природных резервуаров Западной Сибири в свете системных представлений

Седиментологический объект (элемент систематики) и ранг исследований		Уровень иерархии / нефтепромысловый объект	Эмерджентное свойство	Уровень проявления определенного вида неоднородности и решаемые задачи	
СИСТЕМНО-ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ **ФАЦИИ** **ПАРАГЕНЕЗЫ ФАЦИЙ** **МАКРОФАЦИИ**	Макрофации	***VI уровень*** – в качестве объекта рассмотрены трехмерные ассоциации фаций, сформированных в близких генетических, климатических и тектонических условиях	Направленность изменения фациального состава в пространственном выполнении (по латерали) и в вертикальной организации морфоформ палеоландшафтов, слагающих макрофацию	**МАКРОНЕОДНОРОДНОСТЬ**	*Пространственная или объемная макронеоднородность,* обусловленная региональной обстановкой образования формационных комплексов, порождающей неповторимые индивидуальные гетерогенные парагенезы фаций с уникальными типоморфными чертами строения: позволяет проводить геометризацию залежи (выявлять форму сложнопостроенного геологического тела, вмещающего в себя залежь УВ; обосновывать систему разработки с определением местоположения рядов добывающих и нагнетательных скважин; выявлять участки движения активных контактов (ВНК, ГНК); прогнозировать степень охвата залежи разработкой
	Парагенезы фаций	***V уровень***, на котором в качестве объекта рассмотрены однотипные залежи УВ, входящие в единую зону нефтегазонакопления	Зона нефтегазонакопления, включающие одну или несколько однотипных залежей УВ. Коэффициенты: песчанистости, расчлененности, прерывистости, литологической связанности и т.п.		*Зональная или площадная макронеоднородность*: карты, профили, схемы сопоставления разрезов скважин, с указанием площади развития и границ распространения пород-коллек-торов, локальных залеганий линз разного литологического состава, участков слияние пластов (для горизонта) или пропластков (для пласта); отслеживать изменения нефтенасыщенных толщин по площади залежи; контролировать появление языков обводнения внутри залежи
	Фации	***IV уровень***, на котором в качестве объекта выступает пласт, толща, (горизонт), как часть природного резервуара, содержащего залежь УВ	Нефтегазонасыщенность; водонасыщенность; характер границ залежи; природный режим залежи; средние значения параметров (размеры, тип ловушки, параметры флюида и т.п.)	**МЕЗОНЕОДНО-РОДНОСТЬ**	Резкие фациальные замещения, обуславливающие расчлененность по толщине, прерывистость по простиранию, толщины глинистых разделов (прослоев) между проницаемыми разностями. Выделение и прослеживание путем детальной корреляции в разрезах скважин различных фациальных зон, представленных *прослоями* коллекторов и не коллекторов в целях решения нефтепромысловых задач (контроль за продвижением ВНК, оценка и повышения охвата пласта воздействием, выделение работающих и неработающих частей разреза и т.п.)
СИСТЕМНО-ИСТОРИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ **ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИЕ ТИПЫ ОТЛОЖЕНИЙ** **ПАРАГЕНЕЗЫ ЛИТОГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ ОТЛОЖЕНИЙ**	Парагенезы литогенетических типов отложений	***III уровень***, на котором в качестве объекта выступают пропластки (слои) различного литологического состава	Геофизические характеристики (электрометрия по данным ГИС). Содержание глинистого цемента, прослоев глинистых или плотных карбонатизированных песчаников	**МИКРОНЕОДНОРОДНОСТЬ**	*Послойная микронеоднородность* (последовательность или парагенетическая ассоциация литогенетических типов, характеризующая субфацию, как часть фации), отражающая сложное сочетание пропластков различного литологического состава, имеющих гидродинамическую связь и отличающихся по продуктивности; фиксирует изменение параметров каждого отдельного пропластка (слоя) литологически однотипной породы
	Литогенетический тип отложений (образец породы)	***II уровень*** – уровень, на котором в качестве объекта выступает литогенетический тип породы	Коллекторские свойства пород: 1) пористость; 2) проницаемость; 3) структура порового пространства; 4) характер смачиваемости; 5) статистические распределения значений этих признаков		*Микронеоднородность (в образцах породы)* – типы породы, по которым устанавливается граничные значения свойств пород, определяющие кондиционные пределы «коллектор» - «неколлектор»; оценка охвата пластов воздействием; определение участков пласта, на которых происходит замещение коллекторов плотными непроницаемыми разностями
СИСТЕМНО-ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ **МИНЕРАЛЬНЫЕ ЗЕРНА** **ОБРАЗЦЫ КЕРНА СКВАЖИН** **ДАННЫЕ АНАЛИЗОВ КЕРНА**	Минеральные зерна породы, связанные цементом (гранулометрические типы пород)	***I уровень*** элементарных составляющих осадочной горной породы	Литологические качественные характеристики: форма, размер зерен, особенности структурно-текстурных композиций	**УЛЬТРАМИКРОНЕОД-НОРОДНОСТЬ**	В шлифах*:* уровень совокупности минеральных зерен, с их взаиморасположением и взаимосвязями, определяющий изменчивость минерального состава скелета породы изменчивость коэффициентов: сортировки, упаковки зерен, оценка глинистости, количества цемента. Значения ультрамикронеоднородности используются при исследовании процессов вытеснения нефти водой или другими агентами

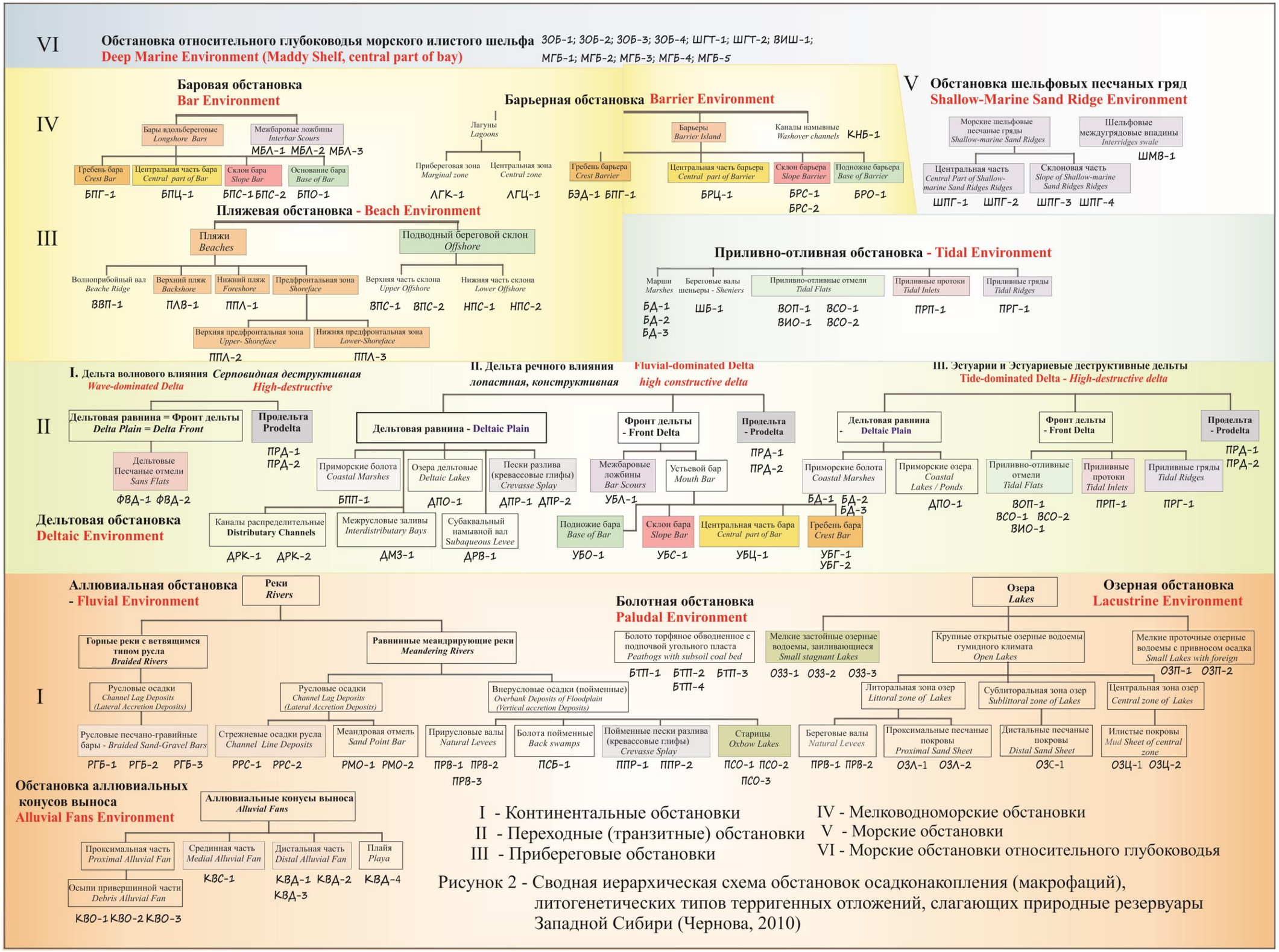


Рисунок 2 - Сводная иерархическая схема обстановок осадконакопления (макрофаций), литогенетических типов терригенных отложений, слагающих природные резервуары Западной Сибири (Чернова, 2010)

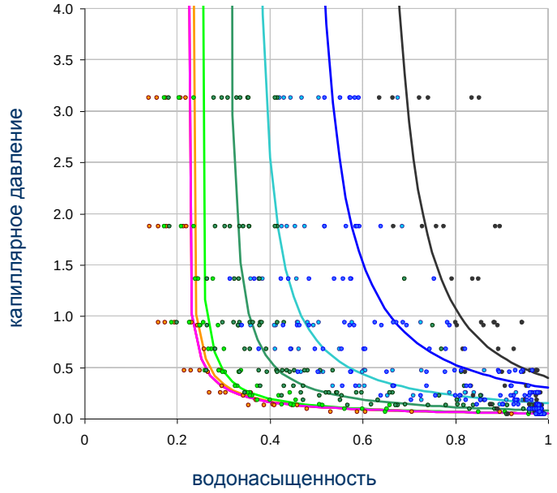


Рисунок 3 – Обобщенные зависимости капиллярного давления для выделенных классов коллекторов (гидравлических единиц потока) пласта $Ю_1^3$ Крапивинского нефтяного месторождения

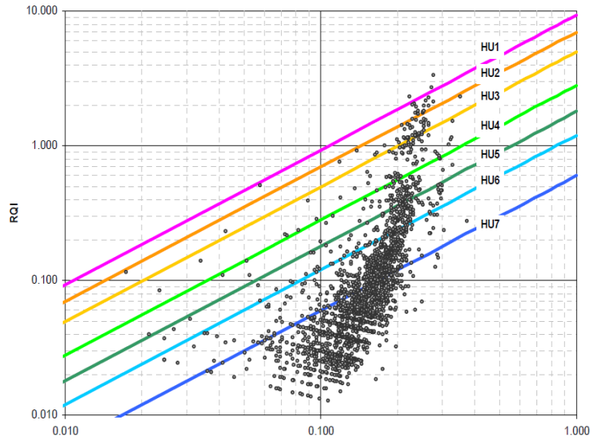


Рисунок 4 – Кросс-плот параметра качества коллектора (RQI) и нормализованной пористости

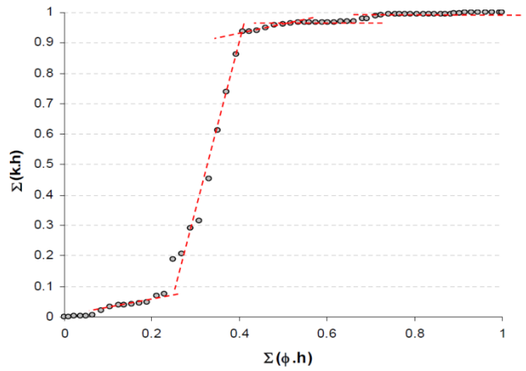


Рисунок 5 - Стратиграфически модифицированный график Лоренца по скважине №187 Крапивинского нефтяного месторождения

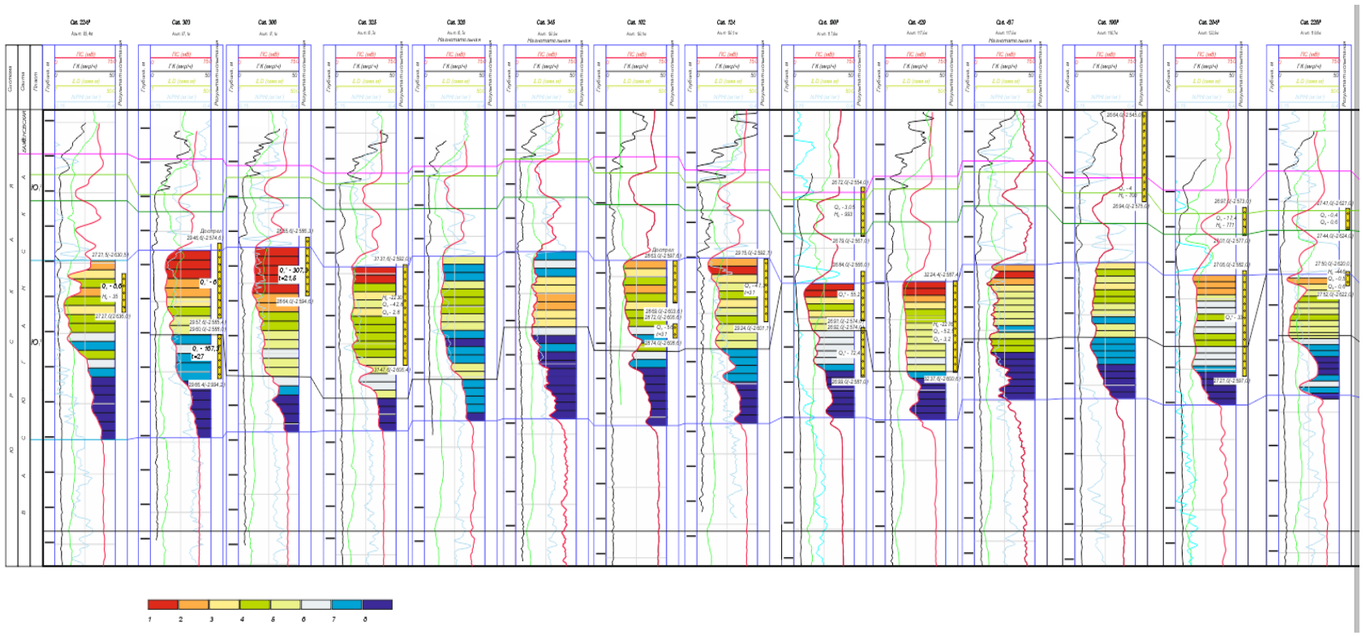
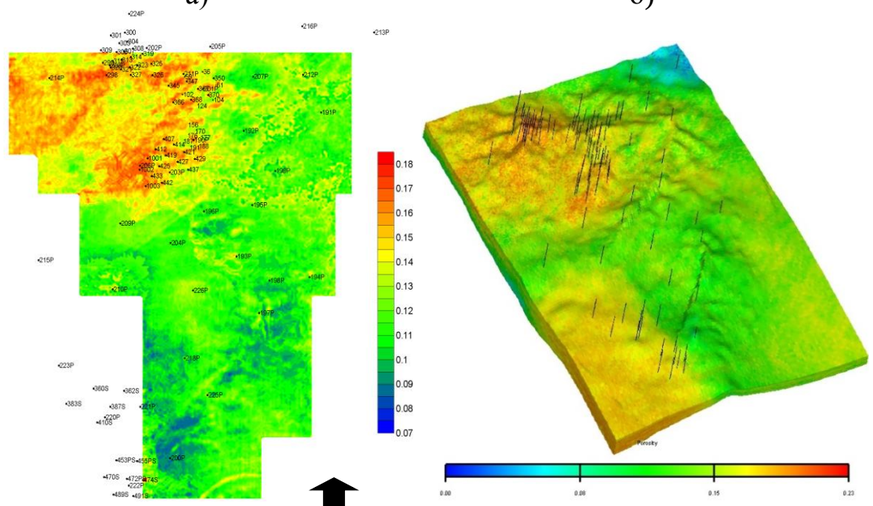


Рисунок 6 – Сводный корреляционный профиль распределения выделенных гидравлических единиц потока (HFU) в отложениях барьерно-барового генезиса (Крапивинский резервуар)

а)

б)



в)

г)

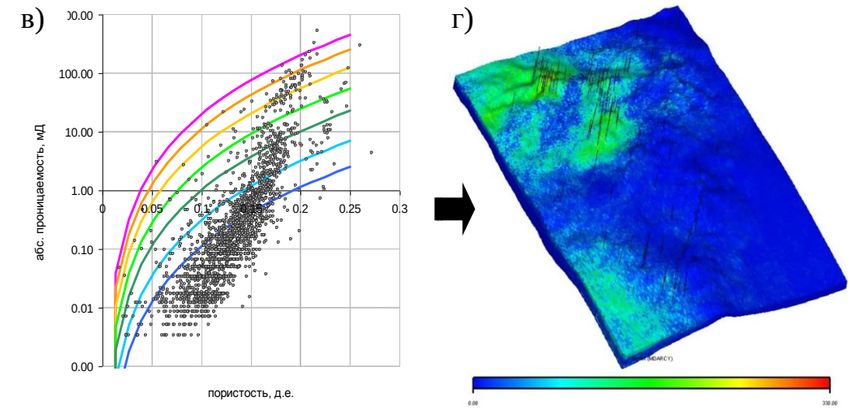


Рисунок 7 – Моделирование свойств пласта-коллектора Крапивинского нефтяного месторождения (Геологическая…, 2003):

а) - карта средней эффективной пористости по данным ГИС и сейсморазведки; б) -3D распределение пористости; в) - зависимости Козени-Кармена для каждого типа коллектора; г)- 3D распределение проницаемости

Подписано в печать 27.09.2018 г. Тираж 120 экз.
Кол-во стр. 46. Заказ 171
Бумага офсетная. Формат А5. Печать RISO.
Отпечатано в типографии ООО «СПБ Графикс»
634034, г. Томск, ул. Усова 4 а, оф. 150.
тел. 89039547362