

Бружес Людмила Николаевна

**ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И УСЛОВИЯ
ФОРМИРОВАНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕРХНЕЮРСКОГО
НЕФТЕНОСНОГО ГОРИЗОНТА СРЕДНЕОБСКОЙ ГРУППЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО,
КЕЧИМОВСКОГО, РАВЕНСКОГО)**

Специальность 25.00.06 - Литология

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Казань 2011

Работа выполнена в ООО «Когалымский научно-исследовательский и проектный институт нефти» и ФГАО УВПО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук,
доцент, Изотов Виктор Геннадьевич

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук,
профессор, Масагутов Рим Хакимович

доктор геолого-минералогических наук,
доцент, Морозов Владимир Петрович

Ведущая организация: Татарское геологоразведочное управление
ОАО «Татнефть»

Защита состоится «22» декабря 2011 г. в 14-30 часов на заседании Диссертационного совета Д 212.081.09 при Казанском федеральном университете по адресу: 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5, геологический факультет КФУ, ауд. 211.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке им. Н.И. Лобачевского Казанского федерального университета.

Автореферат разослан «___» _____ 2011 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
канд. физ.-мат. наук

А. А. Галеев

Общая характеристика работы

Актуальность проблемы. В последние годы на территории Среднего Приобья наблюдается закономерная для районов долговременной разработки тенденция к снижению добычи нефти, связанная с ухудшением структуры извлекаемых запасов. В этих условиях большое значение приобретает проблема нефтегазоносности глубоких горизонтов, в том числе и юрских. В настоящее время верхнеюрский горизонт (Ю1) является перспективным и наиболее сложным объектом для поисково-разведочных работ. На изученных месторождениях горизонт характеризуется высокой фациальной неоднородностью, особенно это относится к отложениям Тевлинско-Русскинского месторождения, что определяет актуальность настоящей работы.

Верхнеюрские коллекторы характеризуются как «сложные коллекторы» больших глубин, залегание которых часто не контролируется структурными факторами, а фильтрационные свойства зависят от незначительного изменения литологического состава пород (Прошляков, Холодов, 1985). Детальная характеристика пород-коллекторов, выявление перспективных зон с улучшенными коллекторскими свойствами и разработка более совершенных геологических и петрофизических моделей не возможны без изучения условий формирования отложений и закономерностей их строения. На сегодняшний день еще недостаточно изучены литолого-минералогические свойства пород-коллекторов верхнеюрских отложений, морфометрические особенности структуры порового пространства, а также причины низких фильтрационно-емкостных свойств, определяющих нефтеизвлечение. Особенно важно учитывать эти факты на поздних этапах разработки нефтяных залежей, что также выдвигает эти проблемы в разряд наиболее актуальных.

Объекты исследования и фактический материал. Объектом исследования явились терригенные отложения верхнеюрского горизонта Тевлинско-Русскинского, Кечимовского и Равенского месторождений.

В процессе выполнения данной работы были собраны, обобщены и проанализированы результаты предыдущих исследователей: геологические разрезы, данные геофизических исследований скважин (ГИС), структурные карты, материалы сейсморазведки и результаты работ по фациальному анализу Кечимовского и Равенского месторождений.

По исследуемым объектам собран и изучен обширный фактический материал, который включает детальное описание продольно распиленного керна с проведением структурно-текстурного анализа (более 1000 п.м.), анализ комплекса каротажных диаграмм (в более 110 скважинах).

При изучении керна выполнено большое количество лабораторных исследований с их последующим анализом. Проведено петрографическое описание 378 прокрашенных шлифов с подсчетом их обломочной части, цемента и характеристикой особенностей порового пространства. Выполнено определение карбонатности (652 обр.) и гранулометрического состава пород (743 обр.). Определена минеральная составляющая тонкодисперсных глинистых минералов (401 обр.). Выполнены электронно-микроскопические исследования пород (160 обр.). Отдельные образцы коллекторов изучены методом ядро-магнитного

резонанса - ЯМР. Определены физические и фильтрационно-емкостные параметры пород (1619 обр.) продуктивных отложений. Лабораторные анализы выполнены в Центре исследований керна и пластовых флюидов (ЦИКиПФ) ООО «КогалымНИПИнефть» и в лаборатории кафедры региональной геологии и полезных ископаемых КФУ.

Методы исследования и методика работ. Поступивший для описания керн предварительно промерялся на определение общей и спектральной гамма-активности по торию, урану и калию, для увязки данных керна и ГИС. Макроописание керна и отбор проб на лабораторные исследования проводились после его распиловки. При лабораторных исследованиях керна применялся оптико-микроскопический, рентгенографический, электронно-микроскопический методы исследования представительных образцов, методы определения физических и петрофизических параметров пород. Для анализа полученных данных использовались седиментологические и литологические методики исследования терригенных осадочных образований.

Цель работы. Изучение литолого-минералогических особенностей и условий формирования отложений верхнеюрского нефтеносного комплекса Среднеобской группы месторождений: Тевлинско-Русскинского, Кечимовского и Равенского. Выполнение поставленных задач невозможно без «системного подхода при исследовании нефтегазоносных осадочных бассейнов» (Дмитриевский, 1985), который позволяет проводить реконструкцию седиментогенеза отложений, их катагенетические и наложенные изменения.

Основные задачи исследования:

1. Литолого-минералогическая характеристика и типизация терригенных коллекторов верхнеюрского горизонта Среднеобской группы месторождений по структуре пустотного пространства.
2. Реконструкция обстановок осадконакопления верхнеюрского комплекса исследуемых месторождений и выявление закономерностей их размещения по площади месторождений.
3. Изучение макро- и микронеоднородностей пород-коллекторов верхнеюрского горизонта исследованных месторождений.
4. Характеристика особенностей анизотропии верхнеюрских отложений на примере Тевлинско-Русскинского месторождения.

Научная новизна:

1. Впервые верхнеюрские породы-коллекторы исследуемых месторождений охарактеризованы по типу порового пространства как мезо- нанопористые и отнесены к кластерно-гранулярным коллекторам с унаследованной и вторичной межзерновой пористостью.
2. Впервые исследованы особенности состава и распределения тонкодисперсной составляющей цементной массы верхнеюрского нефтеносного комплекса изучаемых месторождений.
3. На основании комплексного литолого-фациального анализа впервые установлена макро- и микронеоднородность отложений верхнеюрского горизонта исследуемых месторождений, а также выделен комплекс дельтовых отложений в южной части Тевлинско-Русскинского месторождения (скв. 126, 133, 9579 и 2946).

4. Выявлены особенности анизотропии пород-коллекторов верхнеюрского горизонта Среднеобской группы месторождений на примере Тевлинско-Русскинского месторождения.

Практическая значимость работы:

1. В результате проведенного комплекса исследований выявлена многоуровневая неоднородность пород-коллекторов верхнеюрского горизонта и в этой связи даны практические рекомендации по созданию геологических моделей пластов группы Ю1, которые могут быть применены при подсчете запасов верхнеюрского горизонта месторождений Когалымского района.

2. Анализ литолого-фациальных условий седиментации и постседиментационных преобразований алевроито-песчаных пород, а также исследования распределения глинистых и карбонатных минералов, являются основой для составления литолого-технологических схем, на основании которых могут быть разработаны мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов в зависимости от реакции активной составляющей коллектора на применяемые методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Научные и практические результаты работы предложены на рассмотрение для составления литолого-технологических схем, использующихся для разработки мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов в зависимости от реакции активной составляющей пород – коллекторов на применяемые МУН (Проект разработки УКР № 4783 от 17.12.2009г., дополнение к тех. схеме разработки ТО УКР №1228 от 23.12.2009 г.). Предложения, данные на основании выявленной многоуровневой неоднородности пород-коллекторов верхнеюрского горизонта, являются предметом исследования и применены при подсчете запасов Когалымского района (ГКЗ № 857 от 25.07.2003, ГКЗ № 1860 от 27.02.2009). Подтверждены результаты литолого-фациальных исследований о наличии в юго-западной части Тевлинско-Русскинского месторождения дельтовых отложений (скв. 133, 126, 9579).

Защищаемые положения:

1. Формирование пород-коллекторов верхнеюрского горизонта Среднеобской группы месторождений (Тевлинско-Русскинского, Кечимовского, Равенского) происходило в сложных геодинамических и палеогидродинамических условиях эволюции северо-восточной части Сургутского, северо-западного склона Нижневартовского сводов и Ярсомовского прогиба, осложняющего северную часть Юганской мегавпадины, и характеризуется ритмичным строением.

2. Породы-коллекторы верхнеюрского горизонта исследуемых месторождений относятся к группе сложных коллекторов и характеризуются как кластерно-гранулярные коллекторы с унаследованной и вторичной межзерновой пористостью, что объясняется широким развитием в их составе мезо- и наноразмерных минеральных фаз, имеющих различную генетическую природу.

3. Установлено, что верхнеюрский комплекс исследуемых месторождений, характеризуется преобладающим развитием гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации (III) глинистых минералов. В меньшей степени развиты каолинитовая (I) и хлорит-гидрослюдисто-каолинитовая (V) ассоциации глинистых минералов, что обусловлено седиментогенными и постседиментогенными процессами.

4. Высокая изменчивость и специфика изучаемых пород-коллекторов углеводородов (УВ) предполагает использование научно обоснованного подхода к применению оптимальных технологий разработки пласта для оптимизации коэффициента извлечения нефти (КИН).

Апробация работы и публикации. Автором опубликовано 4 статьи в журналах, входящих в список ВАК, и 11 статей в журналах российского и регионального уровней. Результаты выполненных работ изложены в 25 научно-исследовательских отчетах.

Основные положения работы докладывались на конференциях международного и российского уровня: Международных конференциях «European Geosciences Union. General Assembly» (Vienna, Austria, 2008); «International Congress on 01 the Jurassic system. Marine and non-marine Jurassic» (Sichuan, Chins, 2010); «От наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям» (Москва, 2010); «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов» (Казань, 2008, 2010); Всероссийском литологическом совещании «Типы седиментогенеза и литогенеза, и их эволюция в истории земли» (Екатеринбург, 2008); I Российском рабочем совещании «Глины, глинистые минералы и слоистые материалы» (Москва, 2011); научно-технической конференции «НЕФТЬ, ГАЗ, ХИМИЯ» (Пермь, 2009); на ежегодных окружных конференциях «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» (Ханты-Мансийск, 2002, 2004, 2010); институтских научно-практических конференциях ООО «КогалымНИПИнефть» «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» (Когалым, 2001, 2006).

Личный вклад автора. Автором собран и систематизирован аналитический материал по литологии и нефтегазоносности исследуемых месторождений, самостоятельно изучался керновый материал, выполнялись оптико-минералогические исследования шлифов, проведен анализ выполненных лабораторных исследований керна и обобщены их результаты. В ходе исследований выявлены особенности строения и вещественного состава отложений верхнеюрского горизонта Тевлинско-Русскинского, Кечимовского и Равенского месторождений.

Достоверность результатов работ. Достоверность результатов определяется большим объемом изученного кернового материала (более 1000 п.м.), анализом комплекса каротажных диаграмм (более 110 скв.), выполнением широкого комплекса аналитических работ, привлечением к интерпретации и обобщению полученных данных новых методических подходов (ЯМР, растровая электронная микроскопия, дробная гранулометрия) по изучению макро- и микронеоднородностей терригенных коллекторов.

Структура работы. Работа состоит из введения, 6 глав, заключения и списка литературы. Работа изложена на 144 страницах, включающих 50 рисунка, 3 таблицы, список использованных источников насчитывает 120 наименований.

Благодарности. Автор выражает искреннюю признательность научному руководителю - кандидату геолого-минералогических наук, доценту Виктору Геннадьевичу Изотову. В своей работе автор пользовался помощью, советами и критическими замечаниями: К.Г. Скачека, С.А. Иванова, В.В. Шкандратова,

Л.М. Ситдиковой, Ю.Н. Федорова, А.В. Лялина, Л.В. Саратинян, Н.А. Зуб, Л.В. Поповой, Р.Р. Газизовой, Ю.К. Романова, Е.М. Ларионовой.

В процессе работы автор руководствовался теоретическими положениями и методическими разработками ведущих российских ученых и специалистов: В.П. Алексеева, Л.В. Ботвинкиной, В.Б. Белозерова, Ф.Г. Гулари, Н.П. Запывалова, А.В. Ежовой, Ю.Н. Карогодина, А.Э. Конторовича, А.В. Маслова, В.С. Муромцева, Р.Х. Муслимова, И.И. Нестерова, О.С. Черновой, А.В. Шпильмана, А.Н. Фомина, Э.М. Юлбарисова и др.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1. Краткая геологическая характеристика района исследований Тевлинско-Рускинского, Кечимовского и Равенского месторождений

Изучением и научным обобщением геолого-геофизических материалов, разработкой теоретических проблем нефтяной геологии и геофизики Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, занимались коллективы научно-исследовательских институтов: ВСЕГЕИ, СНИИГГиМС, ЗапСибНИГНИ, НИИГА, ИГГ СО РАН, ИГиРГИ и др. Представления о геологическом строении Западно-Сибирской плиты, закономерностях размещения залежей нефти и газа, а также детальная характеристика открытых месторождений содержатся в работах больших коллективов исследователей, выполненных под руководством Ф.Г. Гулари, В.Д. Наливкина, Н.Н. Ростовцева, И.И. Нестерова, А.А. Трофимука, Э.Э. Фотиади, А.Э. Конторовича, и др. Эволюция представлений о тектонике и перспективах нефтегазоносности Западно-Сибирской плиты отражены на тектонических и прогнозных картах, составленных коллективами СНИИГИМСа, ЗапСибНИГНИ совместно с научно-исследовательскими и производственными организациями (редакция – Н.Н.Ростовцев, 1959, 1961, 1964, 1968; редакция – И.И.Нестеров, 1973; редакция – В.И. Шпильман, 1998).

На территории Западно-Сибирской плиты был проведен большой объем геохимических исследований, основы которых были заложены Н.М. Страховым и А.Б. Роновым. Для значительной части Западно-Сибирского бассейна (Гулари, Нестеров, Конторович, 1964) были построены карты по распределению органического углерода и битумоидов в мезозойских отложениях.

Мезо-кайнозойские отложения Среднеобской группы месторождений представлены терригенными песчано-алеврито-глинистыми породами (от 3000 до 4000 м), несогласно залегающими на разновозрастном основании триаса и палеозоя. На исследованной территории отложения распространены повсеместно и характеризуются неоднородным строением. Современные представления о литостратиграфии отражены в решениях шестого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Решения, ..., 2003), и в работах исследователей: Н.И. Байбородских, Е.А. Гайдебуровой, Ф.Г. Гулари, В.А. Захарова, В.И. Ильиной, М.Н. Казакова, Ю.Н. Карогодина, Н.Х. Кулахметова, И.И. Нестерова, Н.Н. Ростовцева и др.

В пределах исследуемых месторождений отложения юрского возраста представлены тремя отделами. В их составе выделяются горелая ($J_{1p}-J_{1t}$),

тюменская ($J_{2a}-J_{3k_1}$), васюганская (J_{3k-o}), георгиевская (J_{3km}) и баженовская (J_{3v}) свиты.

Васюганская свита (J_{3k-o}) вскрыта на глубинах 2765-2848 м, четко выделяется по материалам ГИС и палеонтологическим данным. По характеру строения и логическому составу свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю – глинистую и верхнюю – преимущественно песчанистую.

Нижневасюганская подсвита (келловей-оксфорд) представлена аргиллитами серыми, темно-серыми, почти черными, слюдистыми. В основании нижневасюганской подсвиты залегает базальный горизонт, представленный пахомовской пачкой ($Ю_2^0$).

Верхневасюганская подсвита (верхи нижнего – низы верхнего оксфорда) на исследуемой территории пользуется повсеместным распространением в Пурпейско-Васюганском структурно-фациальном районе. В верхней части подсвиты выделен продуктивный, так наз. **верхнеюрский горизонт** ($Ю_1$), представленный алевроито-песчаными породами, к которому приурочены продуктивные пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$. Толщина верхневасюганской подсвиты изменяется от 60 м до 80 м.

Верхнеюрский горизонт (оксфорд) в представленной работе обозначается индексом **Ю1**, что по стратиграфической номенклатуре соответствует отложениям верхней юры (J_3). В данном случае используется принятая в регионе производственно-промышленная индексация, в которой отражена последовательность вскрытия отложений продуктивного горизонта буровыми работами. Многочисленными исследованиями было установлено, что при формировании мезозойских толщ наблюдается ритмичность разного порядка. Региональная ритмичность, связанная с закономерным формированием тюменской, васюганской и георгиевской свит, перекрытых более глубокими осадками баженовской свиты, завершает юрский мегаритм Западно-Сибирского нефтегазоносного комплекса. Сравнение кривых колебаний уровня сибирских морей с кривой колебания уровня Мирового океана (Vail P.R. et. al., 1987, V.Wagoner et. al., 1987) свидетельствует об эвстатическом характере трансгрессий и регрессий на территории Западной Сибири в условиях устойчивого прогибания земной коры (Девятов, 1995; Захаров, Захрямина, 1998; Мясникова, 2000 и др.). Верхнеюрский горизонт ($Ю_1$) на Тевлинско-Русскинском, Кечимовском и Равенском месторождениях характеризуются неоднородным строением, о чем свидетельствует частое выклинивание песчаных тел и их чередование с непроницаемыми прослоями и линзами, что свойственно шельфовым условиям бассейновой седиментации. При формировании песчаников верхнеюрского горизонта преобладает регрессивная направленность развития бассейна, характеризующаяся постепенным увеличением зернистости вверх по разрезу и резкой границей с аргиллитами в верхней части. В тектоническом строении исследуемых месторождений принимают участие отложения трех структурных этажей: нижнего палеозойского фундамента, среднего – промежуточного чехла пермо-триасового возраста и мезо-кайнозойские отложения. Фундамент доюрского комплекса имеет сложное строение с многочисленными разломами, преимущественно субмеридионального простирания. Тевлинско-Русскинское

месторождение располагается в пределах восточной части Когалымской вершины на северо-востоке Сургутского свода, осложненного структурами II порядка – Когалымским куполовидным поднятием и северной частью Совуйского структурного носа. В свою очередь, структуры II порядка осложнены рядом средних и малых структур (III и IV порядков), объединенных в Тевлинско-Русскинскую зону поднятий северо-восточного простирания. Кечимовское месторождение находится в переходной зоне от свода во впадину. Восточная часть его расположена на западном склоне Покачевского куполовидного поднятия (структура II второго порядка), западная и южная части месторождения расположены на склоне Ярсомовского прогиба. Равенское месторождение приурочено к одноименному Равенскому куполовидному поднятию, которое является наиболее крупным поднятием в пределах Ярсомовского мегапрогиба (Шпильман, Змамановский, Подсосова, 1998).

2. Методы исследования пород верхнеюрского нефтеносного комплекса

Основными методами изучения литолого-фациальных характеристик отложений верхнеюрского горизонта являются визуальное изучение керна, анализ его структурно-текстурных особенностей с широким использованием лабораторных методов. Фациальный анализ проводился по методике, основанной на рекомендациях известных отечественных и зарубежных исследователей (Алексеев, 2007; Ботвинкина, 1962, 1965; Рейнек, Сингх, 1981; Лидер, 1986; Ежова, 2005; Белозеров, 2006; Чернова, 2005 и др.).

Лабораторные методы включают:

- определение гранулометрического состава пород-коллекторов с использованием двухкамерного анализатора размера частиц МИКРОТРАК (x100) с предварительной дезинтеграцией пород и контролем в шлифах;
- оптико-микроскопические исследования алеврито-песчаных пород в прокрашенных шлифах проводились с использованием поляризационного микроскопа фирмы OLYMPUS-BX60 и автоматического счётчика модели «G», который использовался для подсчета состава обломочной части пород, цемента и порового пространства;
- для характеристики пустотно-порового пространства и определения деталей морфологии тонкодисперсных минералов применялся сканирующий электронный микроскоп XL-30 фирмы Philips с микрозондовым анализом.
- для достоверного определения размеров пор исследуемых коллекторов выборочно проводились их замеры методом ядерно-магнитного резонанса – ЯМР;
- определение фильтрационно-емкостных и физических свойств пород-коллекторов выполнялись в атмосферных условиях на экстрагированных образцах керна по стандартным методикам.

Для выявления условий осадконакопления с помощью методов промыслово-геофизических исследований в настоящей работе применялись существующие методики отечественных и зарубежных авторов (Чернышев, 1958; Нанц, 1959; Вишер, Хармс, Шелтон, Поттер, Пирсон, 1965-1970; Муромцев, Чернова и Петрова, 1971).

3. Структурные особенности и литолого-минералогическая характеристика алеврито-песчаных пород верхнеюрского горизонта исследуемых месторождений

Породы верхнеюрского горизонта (Ю1) на исследованных месторождениях представлены мелкообломочными разностями, гранулометрические характеристики которых варьируют в широких пределах: от песчаников до аргиллитов. Коллекторами являются песчаники и алевролиты песчанистые – песчаные. Песчаники относятся к средне-мелкозернистым и мелкозернистым (0,250 – 0,100 мм) разностям, последние преобладают. Среднезернистая песчаная фракция в песчаниках средне-мелкозернистых варьирует от 10% до 45%, в мелкозернистых разностях ее количество не превышает 10%. Количество песчаной фракции в алевролитах варьирует от 10% до 50%. Песчаники и алевролиты характеризуются седиментогенной светло-серой и серой окраской, нефтенасыщенные разности имеют буроватые и бурые оттенки. Аргиллиты имеют темно-серую окраску.

По соотношению породообразующих минералов обломочной части исследованные песчаники и алевролиты верхнеюрского горизонта **являются полимиктовыми**. Породообразующие минералы представлены кварцем, полевыми шпатами, обломками горных пород и биотитом. В изученных отложениях (по В.Д. Шутову) преобладают переходные разности – граувакковые аркозы. Среди обломков горных пород распространены обломки эффузивов, обломки метаморфических пород, среди которых преобладают микрокварциты, и кремни. Отложения неравномерно, участками сильно, обогащены биотитом (от единичных чешуек до 5-7%). Аутигенные минералы представлены пиритом, лейкоксеном, кальцитом и сидеритом. Отмечаются редкие зерна глауконита. Из аксессуарных минералов присутствуют: циркон, апатит, сфен, турмалин, гранат. В изученных шлифах установлены признаки механического уплотнения пород. Процессы уплотнения (диагенез – катагенез) в породах проявляются не однозначно и зависят от их состава (Бурлин, Конюхов, Карнюшина, 1991; Копелиович, Япаскерт, 1995, Юлбарисов, 1998, 1999). Кроме того, в шлифах отмечено широкое развитие процессов минералообразования, регулируемое литолого-геохимическим равновесием в системе флюид-коллектор, где осуществляется переход неустойчивых минеральных форм в более устойчивые путем перекристаллизации, растворения вещества и его выпадения из пересыщенных растворов (метасоматоз). Средой, в которой происходят все преобразования минералов и органического вещества в катагенезе, являются подземные пластовые воды (Бурлин, Конюхов, Карнюшина, 1991). К процессам наложенного катагенеза можно отнести изменение полевых шпатов (пелитизация, выщелачивание). Продукты их разрушения сопровождают каолинитизацию гидрослюд и образование катагенетического каолинита (Лебедев, 1992; Столбова, Шалдыбин, 1998; Столбов, 2005). Широко распространена в исследуемых отложениях регенерация кварца. Наблюдаемые в шлифах зерна кварца слабо корродированы, неравномерно регенерированы. Местами зерна кварца образуют сростки по 3-5 зерен (кластеры). Часто в поровом пространстве прослеживаются четко выраженные кристаллографические грани, которые «как бы консервируют

имеющееся свободное пространство между обломками и в дальнейшем препятствуют сокращению порового пространства при увеличении геостатической нагрузки в последующие этапы существования породы» (Чернова, 2005). Практически все зерна полевых шпатов в различной степени пелитизированы, в меньшей степени серицитизированы. Вокруг обломков полевых шпатов, количество которых не превышает 2-4%, также можно наблюдать регенерационные каемки (0,02-0,03 мм). Состав пленок альбитовый. Альбитизация полевых шпатов происходит при достаточном количестве натрия. (Бурлин, Конюхов, Карньюшина, 1991). Для чешуек биотита характерна деформация, гидратация, сидеритизация. Цемент в алеврито-песчаных отложениях верхнеюрского горизонта полиминеральный по составу и крайне неравномерный, как по характеру распределения, так и по структуре. Содержание цемента в коллекторах варьирует от 2 до 18 %, выше этих значений, порода переходит в категорию неколлекторов. Преобладающим глинистым минералом цемента является каолинит, представленный в виде чешуйчатых агрегатов. Существенную роль в составе цемента изученного комплекса месторождений имеет карбонатная составляющая, представленная карбонатами (кальцитом, реже доломитом и сидеритом). Кальцит образует поровый, иногда пойкилитовый цементы. Сидерит развивается по биотиту, встречается в виде микрозернистых разностей, иногда образует пленки вокруг обломочных зерен. Широко развит в составе цемента пород изучаемого горизонта пирит (от 1 до 3-5%) и лейкоксен.

Породы-коллекторы верхнеюрского горизонта (Ю1) изученных месторождений характеризуются сложным, изменчивым в структурном отношении строением, и имеют специфические структурные особенности, во многом определяющие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Степень изменения обломочной части пород-коллекторов выражена в слабой и средней степени, что проявляется в уплотнении обломочных зерен, неравномерной регенерации и слабой коррозии зерен кварца, замещении обломков полевых шпатов глинистыми и слюдистыми минералами, слабой альбитизации полевых шпатов, гидратации и сидеритизации биотита. Образование цементной массы пород и ее изменение связано как с первичными процессами седиментации, так и с процессами вторичной цементации: кристаллизацией каолинита, перекристаллизацией карбонатной составляющей и образовании лейкоксена. Проведенные исследования свидетельствуют о том, что породы верхнеюрского горизонта прошли сложную эволюцию на стадиях седиментогенеза, диагенеза и катагенеза, отразившуюся как на минералогическом составе пород, так и на строении цементно-поровой массы, что предопределило их фильтрационно-емкостные свойства как пород-коллекторов

4. Минералогические особенности состава и распределения тонкодисперсной составляющей цементной массы пород-коллекторов верхнеюрского нефтеносного комплекса Среднеобской группы месторождений

В системе коллектор-флюид выделяются инертные (условно) и активные минеральные фазы. Инертные фазы представлены в коллекторах обломочными зернами. Активная минеральная фаза – это комплекс тонкодисперсных минералов, часто наноразмерных величин, которые активно меняют свою ориентировку и

распределение в пустотно-поровом пространстве, а также изменяют свои объемные параметры, кристаллизуясь в этом пространстве в ходе разработки пласта под воздействием на него различных МУН. Эта минеральная составляющая, представленная тонкодисперсными глинистыми, карбонатными, сульфидными (пирит, марказит) минералами, а также кварцем, которые даже при незначительных количествах, локализуясь в местах пережимов поровых каналов, ухудшают фильтрационно-емкостные свойства пород. В настоящей главе более детально рассмотрена глинистая составляющая активной минеральной фазы. Результаты исследований пород-коллекторов верхнеюрского нефтеносного комплекса изученных месторождений показали, что основная часть их цементной массы представлена тонкодисперсной глинистой составляющей, изучение и определение минерального состава которой выполнено методами рентгенодифрактометрического анализа. Данные по определению количественного соотношения глинистых минералов по разрезу скважин исследуемых объектов позволили установить, что тонкодисперсная составляющая пород-коллекторов представлена каолинитом, хлоритом, иллитом и смешаннослойными минералами. Смешаннослойные минералы находятся в ассоциации с гидрослюдистой составляющей и при классификации глинистых минералов условно отнесены к группе гидрослюд. Это позволило отразить соотношения глинистых минералов на треугольной диаграмме и выделить их парагенетические ассоциации (таблица 1). При изучении парагенетических ассоциаций глинистых минералов наблюдаются значительные различия в составе ведущих ассоциаций по разрезу изученных скважин.

Таблица 1

Парагенетические ассоциации глинистых минералов цемента коллекторов верхнеюрского нефтяного комплекса

Ассоциация	Соотношение глинистых минералов в ассоциации
I -каолинитовая	каолинита-80-90%, гидрослюды-0-20%, хлорита 0-20%
II -гидрослюдистая	гидрослюды-80-100%, каолинита- 0-20%, хлорита 0-20%
III - гидрослюдисто-каолинитовая	каолинита-50-80%, гидрослюды-0-30%, хлорита 0-50%
IV -каолинит-гидрослюдистая	гидрослюды-50-80%, каолинита- 10-50%, хлорита 0-30%
V - хлорит- гидрослюдисто-каолинитовая	каолинита-0-50%, гидрослюды-0-50%, хлорита 0-50%
VI - хлорит- гидрослюдистая	гидрослюды-50-80%, каолинита- 0-30%, хлорита 10-50%
VII -хлорит-каолинитовая	каолинита-50-80%, гидрослюды-0-30%, хлорита 10-50%

Это особенно проявляется при характеристике отложений Тевлинско-Русскинского месторождения. Детально проведенные исследования свидетельствуют, что в пределах месторождения наблюдается существенная эволюция минеральных соотношений глинистой составляющей цементной массы, что отражено на субмеридиональном профиле. Это обстоятельство позволило обоснованно выделить в пределах месторождения блоки (зоны), которые характеризуются преобладающим типом ассоциаций тонкодисперсных глинистых минералов, что обуславливает специфическую для каждого из выделенных блоков динамику фильтрационно-емкостных свойств. На территории Тевлинско-Русскинского

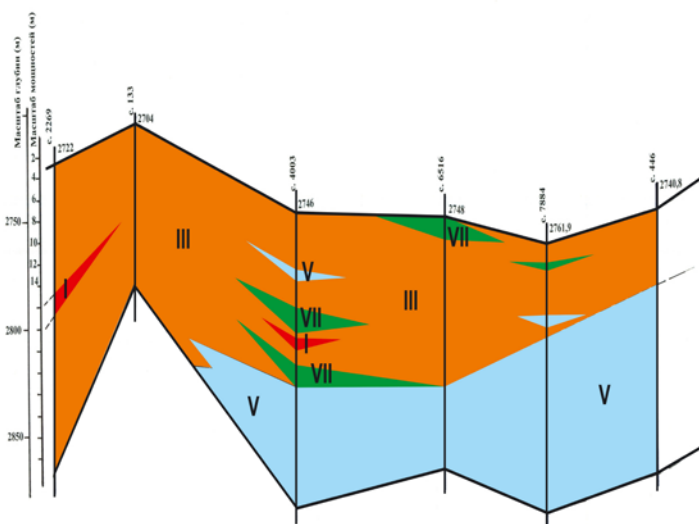


Рис. 1 Субмеридиональный профиль распределения ассоциаций глинистых минералов Тевлинско-Рускинского месторождения

В Юго-Западной зоне (рис. 1) глинистая составляющая представлена преимущественным развитием гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации (III) глинистых минералов. По разрезам скважин наблюдаются участки, в которых развита каолинитовая (I) ассоциация. При

сравнению с другими участками, содержание каолинита. В Западной (центральной) зоне отмечается значительная дифференциация глинистой составляющей. Здесь, наряду с ведущей гидрослюдисто-каолинитовой ассоциацией (III) по разрезу скважин (4003, 8143), отмечается широкое развитие в прослоях каолинит-хлоритовой (VII), хлорит-гидрослюдисто-каолинитовой (V), каолинит-гидрослюдистой (IV) ассоциаций глинистых минералов. В единичной линзе выделена каолинитовая ассоциация. В нижней части разреза преобладает хлорит-гидрослюдисто-каолинитовая (V) ассоциация. Северо-Западная зона (скв. 6516, 7884, район 6 и 7 залежей) характеризуется также преобладанием каолинит-гидрослюдистой ассоциации (III), а в нижней части разреза доминирует хлорит - гидрослюдисто - каолинитовая (V) ассоциация. В Восточной зоне по разрезу скважин отмечено преобладающее развитие каолинит-гидрослюдистой (III) ассоциации. В отдельных интервалах по разрезам скважин встречаются участки небольшой мощности (0,35-0,50 м), где наблюдается развитие хлорит - гидрослюдисто – каолинитовой ассоциации глинистых минералов (V). В пределах Северной и Северо-восточной части месторождения в целом соотношение ассоциаций глинистых минералов в цементной массе упрощается, начинает преобладать хлорит-гидрослюдисто-каолинитовая (V) ассоциация. Роль гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации заметно снижается. Анализ распределения ассоциаций тонкодисперсной составляющей цементной массы песчаников верхнеюрского горизонта (Ю1) в пределах Кечимовского месторождения свидетельствует о его сравнительной однородности. Отмечено, что в пределах исследуемой территории заметной дифференциации в глинистой составляющей не наблюдается. Для основной части месторождения песчаные отложения продуктивного горизонта в верхней части характеризуются гидрослюдисто-каолинитовой (III) парагенетической ассоциацией глинистых минералов. Исключение составляет северо-западная часть Кечимовского месторождения, где в разрезе скважин наблюдается развитие каолинитовой (I)

месторождения выделена Юго-Западная, Западная (центральная), Северо-Западная, Северная (глубоководная), Северо-Восточная и Восточная зоны. В Юго-Западной зоне (рис. 1) глинистая составляющая представлена преимущественным развитием гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации (III) глинистых минералов. По разрезам скважин наблюдаются участки, в которых развита каолинитовая (I) ассоциация. При

преобладании гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации для зоны характерно более высокое, по сравнению с другими участками, содержание каолинита. В Западной (центральной) зоне отмечается значительная дифференциация глинистой составляющей. Здесь, наряду с ведущей гидрослюдисто-каолинитовой ассоциацией (III) по разрезу скважин (4003, 8143), отмечается широкое развитие в прослоях каолинит-хлоритовой (VII), хлорит-гидрослюдисто-каолинитовой (V), каолинит-гидрослюдистой (IV) ассоциаций глинистых минералов. В единичной линзе выделена каолинитовая ассоциация. В нижней части разреза преобладает хлорит-гидрослюдисто-каолинитовая (V) ассоциация. Северо-Западная зона (скв. 6516, 7884, район 6 и 7 залежей) характеризуется также преобладанием каолинит-гидрослюдистой ассоциации (III), а в нижней части разреза доминирует хлорит - гидрослюдисто - каолинитовая (V) ассоциация. В Восточной зоне по разрезу скважин отмечено преобладающее развитие каолинит-гидрослюдистой (III) ассоциации. В отдельных интервалах по разрезам скважин встречаются участки небольшой мощности (0,35-0,50 м), где наблюдается развитие хлорит - гидрослюдисто – каолинитовой ассоциации глинистых минералов (V). В пределах Северной и Северо-восточной части месторождения в целом соотношение ассоциаций глинистых минералов в цементной массе упрощается, начинает преобладать хлорит-гидрослюдисто-каолинитовая (V) ассоциация. Роль гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации заметно снижается. Анализ распределения ассоциаций тонкодисперсной составляющей цементной массы песчаников верхнеюрского горизонта (Ю1) в пределах Кечимовского месторождения свидетельствует о его сравнительной однородности. Отмечено, что в пределах исследуемой территории заметной дифференциации в глинистой составляющей не наблюдается. Для основной части месторождения песчаные отложения продуктивного горизонта в верхней части характеризуются гидрослюдисто-каолинитовой (III) парагенетической ассоциацией глинистых минералов. Исключение составляет северо-западная часть Кечимовского месторождения, где в разрезе скважин наблюдается развитие каолинитовой (I)

ассоциации. Ниже по разрезу ее влияние снижается, преобладающей становится гидрослюдисто-каолининовая ассоциация (III), на фоне которой отмечаются интервалы незначительных толщин (0,25-0,55 м) с развитием хлорит - гидрослюдисто – каолининовой ассоциации (V). Исследования по распределению ассоциаций тонкодисперсной составляющей цементной массы продуктивного горизонта Ю1 Равенского месторождения свидетельствует о её сравнительной однородности и преобладании гидрослюдисто-каолининовой (III) парагенетической ассоциации глинистых минералов в отложениях верхнеюрского горизонта. В разрезе скважин участками отмечаются интервалы, толщина которых не превышает 0,25-0,45 м, с развитием хлорит-гидрослюдисто-каолининовой (V) ассоциации глинистых минералов.

Полученные результаты исследований подтверждают факт выделения различного вида фациальных комплексов по исследованным объектам, что выражается в составе и строении цементной массы пород горизонта Ю1, а также предопределяет его фильтрационно-емкостные особенности, и их изменчивость как по разрезу, так и по литорали.

5. Структура пустотно-порового пространства и особенности его эволюции в коллекторах верхнеюрского горизонта Среднеобской группы месторождений: Тевлинско-Русскинского, Кечимовского и Равенского

Формирование и эволюция коллекторских свойств осадочных пород протекает на всех стадиях литогенеза, закладывается на первых стадиях их образования, зависит от исходного материала и условий формирования.

Сформированный в процессе осадконакопления состав пород, их структурные особенности предопределяют характер и качество коллекторов. Процессы, происходящие в диагенезе и катагенезе, приводят к изменению порового пространства коллекторов, которые либо ухудшают, либо улучшают фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Исследования особенностей структуры порового пространства являются особенно важными на поздних этапах разработки нефтяных залежей, поскольку этот период требует детальных знаний фильтрационно-емкостных характеристик, их изменчивости с выявлением литологических факторов, которые определяют эти характеристики, а также роли этих факторов в формировании реакции коллектора на использование МУН. При исследовании отложений верхнеюрского горизонта установлено, что терригенные коллекторы представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Породы отличаются высокой неоднородностью различных уровней, что обуславливает значительный разброс фильтрационно-емкостных свойств. Неоднородность на микроуровне выражается в неравномерном распределении цемента, его составе, структуре и различном изменении обломочной составляющей. Характеристика пустотно-порового пространства дана в соответствии с классификацией В.И. Осипова и В.Н. Соколова (1987г). Особенности строения и детали морфологии пустотного пространства определяются следующими факторами: характером упаковки и морфологическими особенностями породообразующих минералов; взаимоотношением обломочных минералов и цементно-поровой массы; структурой цементирующей тонкодисперсной глинистой массы и ее распределением в пустотно-поровом пространстве. Изучение всех этих факторов

позволяет проанализировать литолого-геохимическое равновесие в системе нефть-коллектор. Изученные с применением растровой микроскопии сколы образцов и их оптико-микроскопические исследования позволили изучить морфологические особенности, характер упаковки и поровое пространство верхнеюрских отложений. Как известно, терригенные породы состоят из обломочной части, цемента и порового пространства. Для визуализации и выявления соотношений компонентов породы в исследованных образцах были построены диаграммы (рис. 2). Из диаграммы видно, что даже при большом содержании регенерированного кварца (25%) в образце его доля незначительна. Зерна кварца при регенерации теряют свой первоначальный облик, приобретая кристаллографические очертания на границе с поровым пространством, либо образуют кластеры – сростки, состоящие из 3-5 зерен.

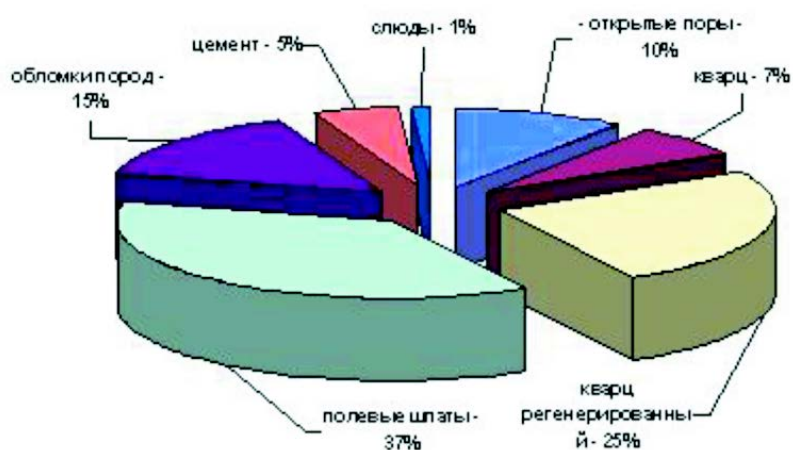


Рис. 2. Вещественный состав песчаника ср-м/з, алевритистого, н/н - коллектора III класса. Кечимовское месторождение. Горизонт Ю1, скв.6684, обр.16п

Образованные кварцем кластеры разобщены между собой в пространстве породы участками, в которых кластеризация отсутствует, и не могут группироваться в крупные выделения, что обусловлено недостаточным количеством кварцевых зерен в породе. Проведенный анализ свидетельствует о том, что исследованные породы-коллекторы не могут быть кластерными, однако и не могут также характеризоваться как гранулярные, поскольку процессы регенерации в них, особенно в более крупнозернистых разностях, могут достигать 25-30%. На этом основании коллекторы верхнеюрских отложений могут быть определены как кластерно-гранулярные (Изотов, 2006). Следующим фактором, определяющим фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, является структура цементирующей тонкодисперсной составляющей, которая совместно со структурой пустотно-порового пространства коллекторов является одним из ведущих факторов и предопределяет их фильтрационно-емкостные свойства. Цемент пород – коллекторов следует рассматривать со следующих позиций: степени плотности упаковки тонкодисперсных минералов цемента, особенности локализации в структуре цементной массы глинистых минералов и минералов диагенетического комплекса (пирита, кварца, кальцита, каолинита).

Глинистые минералы цемента. Основную часть в составе цемента пород-коллекторов занимают глинистые минералы, характеризующиеся пластинчатыми индивидуальными формами, которые в зависимости от их взаимного расположения образуют различной формы микроструктуры. В изученных отложениях выделены следующие виды микроструктур цементной массы (Осипов и др., 1989):

1. упорядоченно-пластинчатая (параллельно или волнисто упорядоченная);
2. беспорядочно - пластинчатая («структура карточного домика»);
3. блочно - беспорядочно - пластинчатая («структура книжного домика»);
4. войлоковидная (нанотрубчатая);
5. друзовидная.

Полученные результаты исследований позволили дополнить районирование площадей исследуемых месторождений по структурным типам пустотно-порового пространства. Отложения с преобладающим развитием в составе глинистого цемента гидрослюдисто-каолинитовой ассоциации глинистых минералов (III), характеризуются повышенным развитием нано-мезопористого пустотного пространства. Эта ассоциация является преобладающей в исследованных отложениях верхнеюрского горизонта. В большей степени для нее характерны микроструктуры «карточного домика». Пластинки каолинита, образующие эти структуры, часто деформированы, распределение их в поровом пространстве носит хаотичный характер. Часто микроструктуры «карточного домика» сочетаются с войлочно-волоконистыми формами иллита в ассоциации с хлопьевидными и пластинчатыми формами смешаннослойных образований, создавая губчатую структуру коллекторов. В юго-западной части Тевлинско-Русскинского и северо-западной части Кечимовского месторождений достаточно широко распространена каолинитовая ассоциация глинистых минералов (I). В отложениях с каолинитовой (I) ассоциацией глинистых минералов преобладают микроструктуры «книжного домика». Здесь каолинит образует доменоподобные агрегаты, состоящие из «оксиально ориентированных первичных частиц и ультрамикроагрегатов» (Осипов, Соколов, 1984). Толщина пластинок каолинита составляет 4-6 мкм, пластинки без видимых деформаций. Наряду с этим в разрезе горизонта часто встречаются маломощные (0,45-0,80 м) прослой более тонкозернистых разностей с волнисто-ламинарными микроструктурами, глинистая составляющая которых представлена хлорит-гидрослюдисто-каолинитовой (V) и хлорит-каолинитовой (VII) ассоциациями, где преобладают войлоковидные и нанотрубчатые структуры цементной массы. Различные формы агрегирования глинистых минералов определяют типы порового пространства в цементной массе. Широкое использование электронной микроскопии и методов ЯМР позволило установить более широкий размерный диапазон порового пространства в коллекторах исследуемых месторождений.

Основным признаком пород-коллекторов, как известно, является факт наличия пустотного пространства. Широкое использование современных лабораторных методов позволяет исследовать поры в широком размерном диапазоне. В изученных нами коллекторах (классификация Осипова, Соколова, 1989) были выделены:

1. Мезопоры, которые являются преобладающими в исследованных коллекторах, их средний размер составляет 60-100 мкм. Это межагрегатные поры, образованные зернами порообразующих минералов. Среди пор этого типа можно выделить кристаллизационные и коррозионные поры.

2. Микропоры, среди которых выделяются тонкие (0,1-1 мкм) и мелкие (1-10 мкм) микропоры. Среди пор этого типа также можно выделить

кристаллизационные и коррозионные поры. Первые образуются в ходе регенерационных процессов за счет перераспределения вещества и неполной кристаллизации зерен. Они чаще всего изолированные и не имеют существенного влияния на миграционные процессы. Однако, в случае регенерации зерен, по периферии участков образующихся кластеров, эти поры могут играть существенную роль, создавая специфическую сеть поровых каналов. Коррозионный тип пор связан с коррозионными процессами, которые активно развиваются как в цементной массе, так и за счет растворения и выноса минерального вещества обломочных зерен. Поры этого типа обычно являются порами открытого типа, формирующими, также специфическую сеть поровых каналов.

3. Ультракапиллярные поры, размер которых менее 0,1 мкм, являются основным, наиболее распространенным типом пор в глинистом цементе исследуемых пород. Размер пор этого типа соизмерим с размером индивидов минералов цементной массы пород – коллекторов и формируются за счет неплотной упаковки минералов цемента. В исследуемых месторождениях, можно выделить так же трещинный тип пустотного пространства, связанный как с процессами декомпрессии, так и седиментационной деформацией пород (Изотов, Ситдикова и др., 2008).

4. Наноразмерные поры

К этим порам относятся поры с размерами менее 0,001 мкм, дополняющие и осложняющие разнообразие типов пустотного пространства коллекторов верхнеюрского горизонта. Дозказательством наличия наноразмерных пор являются проведенные нами исследования коллекторов методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) (рис. 3). Наноразмерные поры осложняют описанную

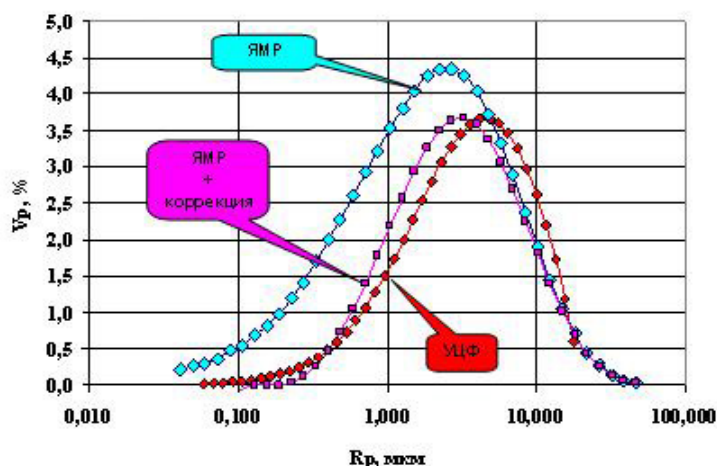


Рис. 3. Распределение пор по размерам, 617-1744р-1п

выше мезопористую структуру коллектора и связаны с проявлением наноразмерных эффектов при кристаллизации минералов цементной массы. В этом случае к наноразмерным порам можно отнести пустотное пространство войлоковидных форм иллита и внутривагонетные трещины расщепления каолиновых пакетов. Эти поры могут являться молекулярными ситами, фильтрующими молекулы углеводородов и аккумулирующие молекулы тяжелых углеводородов (Панарин, Изотов, Ситдикова и др., 2008). Проведено изучение особенностей локализации диагенетических и катагенетических минералов в цементной массе коллекторов: пирита, кварца и др. В коллекторах юрского нефтеносного комплекса выделяются следующие формы пирита: тонкая вкрапленность идиоморфных кристаллов, часто трассирующих в цементной массе пути миграции флюидов, и более крупные выделения почкообразной формы -

фрамбоиды (бактериального генезиса). Аутигенный кварц также является характерным минералом цемента, представленный опаловидным и регенерационным типами. В виде микро-друзовидных скоплений кварц встречается редко. Особенности миграции-аккумуляции флюидов в изученных месторождениях определяются составом глинистого вещества, структурой порового пространства, особенностями локализации цементной массы в поровом пространстве.

6. Литолого – фациальная характеристика и неоднородность отложений верхнеюрского горизонта Среднеобской группы месторождений: Тевлинско-Русскинского, Кечимовского и Равенского

Исследуемые месторождения, входящие в Среднеобскую группу, являются одними из наиболее сложно построенных многопластовых месторождений этого региона. Для литолого-фациальной характеристики пород, их классификации, выделения литофациальных зон в данных исследованиях за основу принята «Схема фациального расчленения внутриконтинентальных раннемезозойских отложений» (Алексеев, 2007).

Верхнеюрский горизонт Тевлинско-Русскинского месторождения характеризуется неоднородным строением, о чем свидетельствует частое выклинивание песчаных тел, их чередование с непроницаемыми прослоями и линзами. В составе горизонта Ю1 выделяются четыре регрессивных цикла осадконакопления, интенсивность которых увеличивалась вверх по разрезу васюганской свиты. С верхними циклитами связана нефтеносность верхнеюрского горизонта (пласты Ю₁¹ и Ю₁²). На основании корреляции и литолого-фациальной характеристики отложений выполнена реконструкция формирования верхнеюрского горизонта по площади Тевлинско-Русскинского месторождения, характеризующаяся прибрежно-морским механизмом седиментации. Выделена бассейновая группа отложений, представленная макрофациями малоподвижного полуизолированного бассейнового мелководья (БП) и открытого сильно подвижного бассейнового мелководья (БМ), а также подгруппа переходных отложений – макрофации подводной части дельты (БД) и заливно-лагунного побережья (БЗ). Мелководно-морские фации пользуются наибольшим распространением и занимают всю восточную и северо-западную части исследуемой площади. Процесс осадконакопления происходил в условиях меняющегося геодинамического режима седиментации, что обусловило развитие разнообразных песчаных тел в пределах выделенных фациальных зон: Западная (центральная) зона развития барового мелководья; Северо-Западная и Восточная зоны – области развития регрессивных баров умеренного шельфа и Северо-Западная (глубоководная) зона. Юго-Западная зона представлена подгруппой переходных отложений – макрофациями подводной части дельты (БД) и заливно-лагунного побережья. Условия осадконакопления на исследуемой территории характеризуются преимущественно регрессивным характером седиментации. Формирование продуктивного верхнеюрского горизонта Кечимовского месторождения также характеризуется прибрежно-морским механизмом седиментации. Осадконакопление происходило на границе островной системы и открытого моря. Условия седиментации на территории месторождения носит

трансгрессивно-регрессивный характер. Выделена бассейновая группа отложений: макрофазии полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья (БП), открытого сильно подвижного бассейнового мелководья (БМ) и подгруппа переходных отложений – заливно-лагунного побережья – (БЗ). В западной части месторождения прослеживается граница между регрессивными и вдольбереговыми барами центральных частей палеобассейна, разделенными между собой лагунами, которые в большей степени распространены в восточной и юго-восточной части месторождения. В северо-восточной части месторождения, вероятно, существовала более мелководная обстановка седиментации, которая характеризовалась высокой интенсивностью накопления песчано-алевритового материала, где выделены зоны барьерных островов. Анализ кернового материала верхнеюрского горизонта Ю1 Равенского месторождения, изучение структурно-текстурных особенностей отложений и данные ГИС, позволили сделать вывод о том, что на исследуемой территории также преобладали мелководно-морские условия седиментации, в пределах которых выделены песчаные тела вдольбереговых баров центральных и баров краевых частей.

Исследованные в разрезах песчаные тела полифациальны по строению и характеризуются регрессивным характером накопления. Отложения верхнеюрского горизонта на всех исследованных месторождениях формировались в мелководно - бассейновых (морских) условиях седиментации. Переходные условия осадконакопления установлены на юго-западе Тевлинско-Русскинского месторождения (отложения подводной части дельты) и на Кечимовском месторождении, в восточной части которого распространены отложения лагун. В выделенных фациальных зонах формировались песчаные тела (регрессивные и трансгрессивные (единично) бары, вдольбереговые бары центральных частей, баровые острова и устьевые бары), что обуславливает макронеоднородность в объеме резервуара (Белозеров, 2006).

Параллельно с выявлением фациальной, макро- и микронеоднородностей горизонта, изучался характер фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. На примере коллекторов верхнеюрского горизонта Тевлинско-Русскинского месторождения изучена анизотропия. Ее проявления отмечаются в неоднородном строении горизонта на различных геологических уровнях и определяются: фациальной, макро- и микронеоднородностью отложений. Анизотропия в масштабе выделенных фациальных зон хорошо характеризуется серией продольных и субширотных профилей. На уровне строения горизонта анизотропия проявляется в характере текстурированности по разрезам скважин, где выделены массивные, неясно-слоистые, волнисто-слоистые, тонкослоистые, косослоистые и пятнистые типы текстур. Анизотропия на микроуровне выражена ориентировкой зерен матрицы и характером локализации (упаковки) глинистых минералов в породах-коллекторах. В глинистых минералах выделены структуры упорядоченного (параллельно и волнисто-упорядоченные) типа, беспорядочно-пластинчатые «книжного домика», блочно-беспорядочно-пластинчатые структуры «карточного домика», войлоковидные (нано-трубчатые) и друзовидные. Для оценки анизотропии в образцах замерялась пористость и по двум взаимно перпендикулярным направлениям проницаемость. Анализ полученных данных

свидетельствует о значительных вариациях величин проницаемости по различным направлениям, что подтверждает положение о существенной анизотропии фильтрационных свойств изученного горизонта. При этом минимальные значения отмечаются для направлений перпендикулярных (\perp) напластованию, а максимальные значения характерны для плоскости пласта (\parallel_1). Различия в проницаемости по этим направлениям составляет до 50-70%. Проведенные исследования свидетельствуют, что анизотропия на микроуровне в породах-коллекторах проявляется в их текстурированности и выражена в развитии различного типа слоистости, упорядоченном распределении матрицы пород и цементной массы – микрослоистости, упорядоченно ориентированной упаковке зерен цемента, анизотропии пустотно-порового пространства на микро - и

наноуровне. При этом перечисленные уровни анизотропии различным образом представлены как по разрезу скважин, так и по площади месторождения, что определяет сложность фильтрационных процессов в верхнеюрском горизонте. Причиной формирования вариации фильтрационно-емкостных свойств являются как седиментологические условия формирования коллекторов, так и эпигенетические преобразования в породах-коллекторах, которые приводят к значительному изменению начальных физических свойств пород.

Выполненные работы по детальному изучению отложений верхнеюрского горизонта Тевлинско-Рускинского месторождения является основой для составления литолого-технологической схемы (рис. 4). Эффективное введение нефтяных залежей в заключительную стадию разработки возможно при оптимальном применении методов активного воздействия на пласт с использованием физических и химических

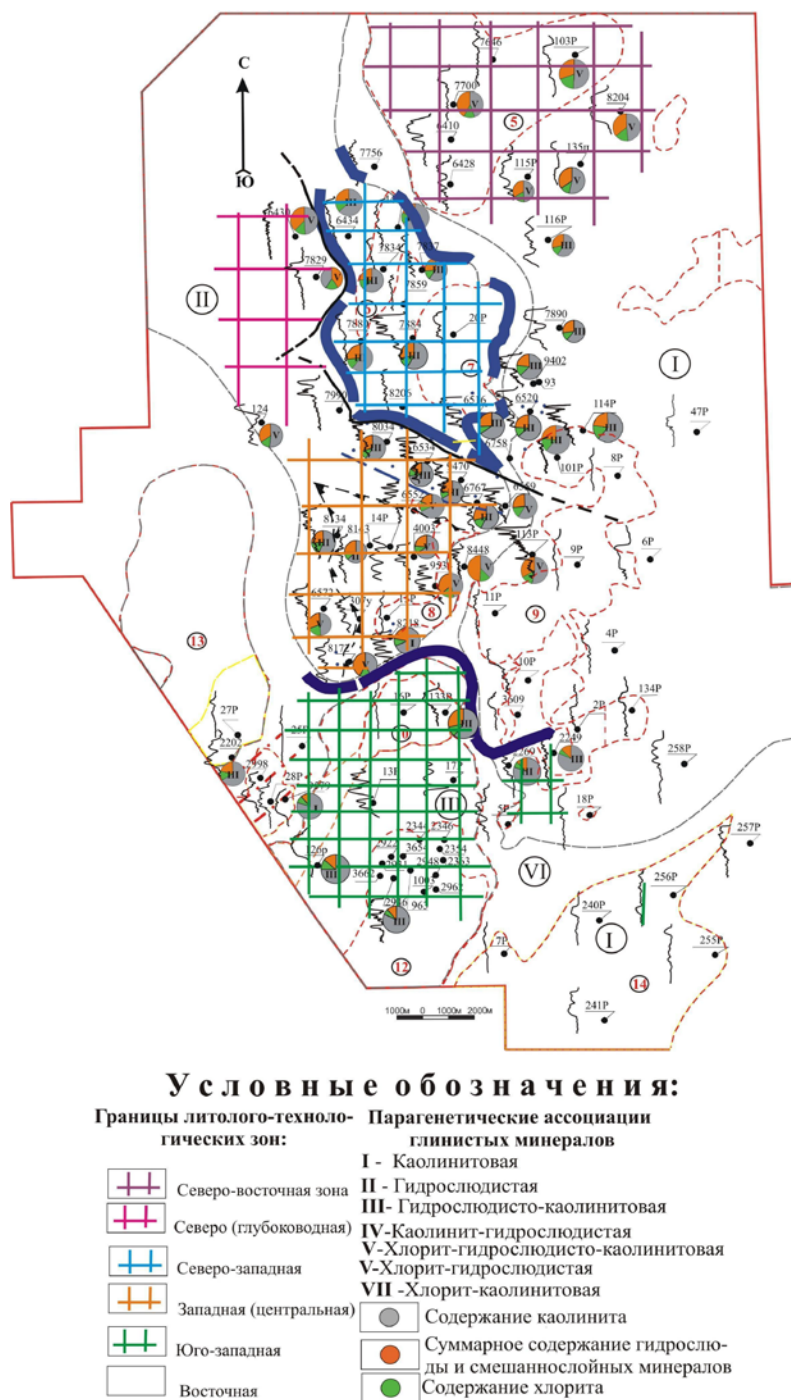


Рис. 4 Литолого-технологическая схема по горизонту ЮС, Тевлинско-Рускинского месторождения

методов. В качестве важнейшего индикатора геотехнологического картирования нами рассматривается состав цементной массы коллекторов продуктивного горизонта. По составу цементной массы в пределах месторождения выделен ряд блоков: Юго-Западный, Западный (центральный), Северо-Западный, Северный и Восточный. Установлено, что в пределах южной части месторождения состав глинистой составляющей цемента практически однороден по разрезу всего верхнеюрского горизонта и представлен гидрослюдисто-каолининовой ассоциацией глинистых минералов. Исключение составляют редкие линзы незначительной мощности, характеризующиеся каолининовой ассоциацией. Для Западной (центральной) части характерна значительная дифференциация глинистой составляющей. Здесь при преобладании по разрезу гидрослюдисто-каолининовой ассоциации отмечается развитие значительного количества линз с хлорит-гидрослюдисто-каолининовой и хлорит-каолининовой ассоциаций, т.е. в пределах Западной (центральной) части месторождения условия осадконакопления и преобразование цементной массы были наиболее изменчивы. В пределах Северной и Северо-Восточной частей месторождения соотношение ассоциаций глинистых минералов в цементной массе упрощается, начинает преобладать хлорит-гидрослюдисто-каолининовая ассоциация, влияние гидрослюдисто-каолининовой ассоциации заметно сокращается. Наряду с этим, в Северо-Западной и Центральной части Восточного блока сохраняется преобладание гидрослюдисто-каолининовой ассоциации. На этом основании можно сделать вывод об уменьшении роли каолининовой составляющей в северном направлении и возрастании значения гидрослюдисто-смешаннослойных фаз. Таким образом, проведенный анализ литолого-фациальных условий седиментации и состав глинистой цементной массы в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения является основой для составления литолого-технологической схемы месторождения, поскольку минеральный состав глинистого вещества непосредственно определяет его коллекторские свойства и динамику в процессе последующей разработки. Глинистые минералы способны резко менять объемные характеристики и ориентировку частиц в поровых каналах в ходе разработки продуктивных горизонтов при использовании интенсивных методов воздействия на пласт (внутриконтурное и законтурное заводнения, использование химических реагентов для обработки призабойной зоны). Методика литолого-технологического картирования заключается в детальном литолого-минералогическом изучении пород – коллекторов и его глинистой составляющей, что дает возможность предсказать реакцию отложений пласта на систему применяемых методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Эффективное введение нефтяных залежей в заключительную стадию разработки возможно только при оптимальном применении методов активного воздействия на пласт.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований установлено, что:

1. Алеврито-песчаные отложения верхнеюрского горизонта представлены полимиктовыми разностями (граувакковыми аркозами). Цемент в алеврито-песчаных отложениях горизонта Ю1 полиминеральный по составу и крайне

неравномерный, как по характеру пространственного распределения, так и по структуре.

2. Комплекс тонкодисперсных минералов пород-коллекторов, представленный глинистыми, карбонатными и сульфидными минералами, является активной минеральной фазой. При изучении глинистых минералов верхнеюрского горизонта выявлена их дифференциация, как по разрезу, так и по площади месторождений. Преобладающей является гидрослюдисто-каолининовая ассоциация глинистых минералов (III). Установлена ведущая роль тонкодисперсной массы пород-коллекторов, ее глинистой и карбонатной составляющих в формировании фильтрационно-емкостных свойств, что дает возможность выделить в пределах верхнеюрского горизонта месторождений ряд блоков с характерными для них ассоциациями минералов.

3. Проведенные лабораторные исследования позволяют относить коллекторы верхнеюрского горизонта к кластерно-гранулярным коллекторам, со смешанным типом порового пространства. Определяющим фактором фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов является структура тонкодисперсной составляющей цементной массы, которая совместно со структурой пустотно-порового пространства коллекторов является одним из ведущих факторов, предопределяющих их фильтрационно-емкостные свойства. Широкое использование электронно-микроскопических методов исследований и ядерно-магнитного резонанса позволяет существенно расширить размерный диапазон пор в терригенных коллекторах. В коллекторах преобладают мезопоры, средний размер которых колеблется от 60 до 100 мкм. Рассматриваемые породы-коллекторы следует отнести по преобладающим размерам пор и поровых каналов к мезо- нанопоровому типу. Это свидетельствует о том, что законы фильтрации флюидных фаз в таком типе коллектора следует рассматривать не столько по правилам закона Дарси, но и с точки зрения капиллярной фильтрации.

4. Отложениям верхнеюрского горизонта дана литолого-фациальная характеристика и сделан вывод о многоуровневой неоднородности его отложений, обусловленной комплексом седиментогенных, диагенетических и катагенетических процессов в ходе их формирования и переформирования. Неоднородность в строении верхнеюрского горизонта отражается в неоднородности его фильтрационно-емкостных характеристик, определяющихся структурой и степенью сложности пустотно-порового пространства и распределением в нем тонкодисперсных глинистых и аутигенных минеральных образований. На примере отложений Тевлинско-Русскинского месторождения исследована анизотропия пород-коллекторов верхнеюрского горизонта, что особенно важно при вскрытии пласта горизонтальными скважинами.

5. Анализ матрицы и цементно-поровой массы пород-коллекторов позволил выделить определенные типы коллекторов, особенности строения которых, требуют индивидуальных технологий при разработке месторождений. В качестве основы для составления литолого-технологических схем использованы особенности локализации тонкодисперсных глинистых, карбонатных и других минералов нефтеносного пласта, на основании которых могут быть

рекомендованы мероприятия по увеличению нефтеотдачи пластов в зависимости от реакции активной составляющей коллектора на применяемые методы МУН.

Основные работы по теме диссертации

Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК

1. Бружес Л.Н. Литолого-фациальные условия формирования горизонта Ю1 Тевлинско-Русскинского месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Л.Н. Бружес, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова // Георесурсы. – 2010. – №2(34). – С. 6-9.

2. Бружес Л.Н. Вторичные изменения верхнеюрских отложений Тевлинско-Русскинского месторождения и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов / Л.Н. Бружес, В.Л. Бружес, К.Г. Скачек, В.Г. Изотов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 5. – С. 28-35.

3. Бружес Л.Н. Типизация терригенных коллекторов верхнеюрского горизонта Тевлинско-Русскинского месторождения и особенности анизотропии фильтрационно-емкостных свойств / Л.Н. Бружес, В.Л. Бружес, К.Г. Скачек, В.Г. Изотов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №8. – С. 2-4.

4. Бружес Л.Н. К вопросу о неоднородностях верхнеюрских продуктивных отложений среднеобской группы месторождений / Л.Н. Бружес // Георесурсы. – 2011. – № 1(37). – С. 33-37.

Публикации в материалах конференций

1. Bruzhes L.N. Paleogeographical conditions of formation of upper-jurassic oil-producing deposits of northern slope of Surgut arch (Western Siberia) / V.G. Izotov, L.M. Sitdikova, L.N. Bruzhes, E.R. Sitdikova // Earth Science Frontiers. – Vol. 17. – 2010. – P. 274-275.

2. Bruzhes L.N. The clay component of the Jurassic oil reservoirs of the Middle Ob group of fields (Western Siberia) / V.G. Izotov, L.M. Sitdikova, L.N. Bruzhes, Y.G. Aukhatov // European Geosciences Union, General Assembly, Geophysical Research Abstracts. – Vol.10. – 2008. – Vienn, EGU 2008-A-04611.

3. Бружес Л.Н. Литолого-геодинамический анализ деформаций продуктивных пластов и покрышек Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь) / В.Г. Изотов, Я.Г. Аухатов, Л.Н. Бружес, А.Р. Сайфутдинов // Материалы V Всероссийского литологического совещания. – Екатеринбург: ИГГ УРО РАН, 2008. – С. 273-276.

4. Бружес Л.Н. Литолого-фациальные условия формирования юрского нефтеносного комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения УВ / Л.Н. Бружес, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова, П.В. Изотов // Материалы VI Всероссийского литологического совещания. – Казань: Изд-во «ФЭН», 2011. – С. 141-144.

5. Бружес Л.Н. Нано- и мезопористые коллекторы юрского нефтегазоносного комплекса Среднеобской группы месторождений / Л.Н. Бружес, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова // Сборник материалов международной научно-практической конференции «Наноявления при разработке месторождений углеводородного

сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям». – М.: Изд-во "Нефть и газ", 2010. – С. 228-234.

6. Бружес Л.Н. Тонкодисперсная составляющая пород-коллекторов Средне-Обской группы месторождений (на примере Покамасовского месторождения) / А.Р. Сайфутдинов, Л.Н. Бружес, Л.М. Ситдикова, П.В. Изотов // Сборник материалов международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов». – Казань: Изд-во «ФЭН», 2008. – С. 364-367.

7. Бружес Л.Н. Литолого-технологическое картирование коллекторов среднеобской группы нефтяных месторождений / Л.Н. Бружес, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова, А.Р. Садрлиманов // Сборник материалов международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов». – Казань: Изд-во «ФЭН», 2008. – С. 364-367.

8. Бружес Л.Н. Строение и литолого-физическая характеристика доюрского комплекса поисковой скважины 50 Тевлинско-Русскинского месторождения / В.М. Комарницкий, Л.Н. Бружес, А.И. Гордин // Сборник материалов I научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности». – Когалым: Изд-во Уфа ООО «ТРИО-Экспресс», 2001. – С. 212-218.

9. Бружес Л.Н. Особенности состава и строения разреза юрских и триасовых отложений северной части Тевлинско-Русскинского месторождения / В.Г. Евсюков, В.М. Комарницкий, Л.Н. Бружес, А.И. Гордин // Сборник материалов V научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск: Изд-во «Путивед», 2002. – С. 268-277.

10. Бружес Л.Н. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений ХМАО на примере Шаимского района и Межовского срединного массива (Томская область) / А.Е. Кавешников, Л.Н. Бружес // Сборник VII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск: Изд-во «Наукасервис», 2004. – С.72-75.

11. Бружес Л.Н. К оценке геомеханических свойств продуктивных пластов на основе литолого-петрографического анализа / Л.Н. Бружес, О.Б. Дьяконова // Сборник материалов 12-ой научно-практической конференции «Проблемы нефтегазового комплекса Сибири и пути повышения его эффективности». – Когалым – Уфа: Изд-во «Монография», 2006. – С. 106-113.