Отзыв

официального оппонента на диссертацию Черновой Оксаны Сергеевны **«Научные основы построения геостатических моделей и геометризации юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири на базе петрографических и седиментологических исследований керна»**, представленной на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук по специальности 25.00.16 – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

Поиски, разведка и освоение месторождений углеводородов в Западной Сибири как и во всём мире становится все более сложным и дорогостоящим процессом. Объектами, разработки наряду с традиционными, становятся трудно-извлекаемые углеводороды сложно-построенных месторождений, высокоуглеродистых глинисто-карбонатно-кремнистых сланцевых пород, низко-проницаемых песчаников, нефть и газ шельфов морей Северного Ледовитого океана и т.д. Главной проблемой, возникающей при разработке подобных объектов является существенное расхождение проектных и фактических показателей эксплуатации вследствие пространственной геологической неоднородности. Исключительно важное значение при этом имеет глубокая и качественная обработка и интерпретация первичной геолого-геофизической информации. Интегрированный подход, разработанный автором диссертации, опирающийся на современные методы обработки первичных данных (керн, сейсмические исследования, ГИС) в целях корректного использования главных свойств (пористости и проницаемости) в геостатической модели терригенного неоднородного резервуара и определяет **актуальность работы.**

При разработке указанного подхода соискатель решил четыре научные задачи, суть которых заключается в следующем:

1. по керну скважин установлена иерархическая соподчиненность седиментологических объектов разного ранга, выявлены их парагенетические связи и разработана систематика седиментологических объектов;

2. по комплексу генетических признаков в керне скважин выделены основные парагенезы литогенетических типов (**ЛГТ**) отложений терригенных природных резервуаров Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции;

3. на основе комплексного анализа параметров петрофизической, литологической и фильтрационной неоднородности в резервуарах каждого выделенного фациального типа установить взаимосвязи гидравлических единиц потока (**HFU**) и индикаторов гидравлического типа коллектора (**FZI**);

4. разработать генетическую литолого-петрографическую типизацию юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири (на основе гидравлических единиц потока).

Обращаю внимание, только что упомянутая генетическая литолого-петрофизическая классификация основных типов терригенных природных резервуаров Западно-Сибирского мегабассейна создана **впервые.**

В «русле» поставленных задач диссертант выдвигает на защиту четыре положения. Обратимся к конкретным результатам и выводам, полученным соискателем по порядку изложения принятом в диссертации.

1. Седиментологические объекты распределены по 6 иерархическим уровням: макрофации – трёхмерные ассоциации фаций (VI уровень), парагенезы фаций (V уровень), фации (IV уровень, на котором в качестве объекта выступает пласт, толща, как часть природного резервуара), парагенезы литогенетических типов отложений (III уровень, слои различного литологического состава), литогенетический тип отложений (II уровень, образец породы) и последний I уровень (зерна пород и т.д.).

2. В природных резервуарах Западно-Сибирского мегабассейна установлено 13 крупнейших групп макрофаций, представленные парагенезами 47 фациальных комплексов, состоящих из закономерно чередующихся в разрезе парагенезов литотипов пород.

3. Предложенная соискателем комплексная методология апробирована на примере барово-барьерного терригенного резервуара Крапивинского нефтяного месторождения Томской области. Рассчитанные по оригинальной методике гидравлических единиц потока (HFU) с учетом параметров FZI (индикатор гидравлической единицы) и RQI (индекс качества коллектора), увязанные с седиментологической характеристикой продуктивного пласта, позволило выявить закономерности чередования HFU, отражающих классы коллекторов. Концепция гидравлической единицы потока разработана Черновой О.С. и В.Б. Белозеровым по аналогии с известной концепцией глобальной гидравлической единицы GHI. Для более точного разграничения типа коллектора проводился кластерный анализ. Установлено также, что для каждого типа коллектора есть свое среднее значение FZI, через которое можно рассчитать проницаемость. Оказалось, что средние и граничные значения FZI разных типов коллекторов у рассматриваемых месторождений достаточно близки и их можно объединить в общую систему. В каждой модели резервуара тип коллектора был увязан с выделенными фациями и сформирована единая система литолого-петрофизических типов пород для рассматриваемых в работе нефтегазоносных природных резервуаров.

3. Эта итоговая генетическая литолого-петрофизическая классификация терригенных коллекторов на основе выделения гидравлических единиц потока (HFU) для условий Западной Сибири, объединяющую в себе качественные и количественные характеристики, является ключевым геологическим документом, научное обоснование которого служит предметом для защиты **докторской диссертации.**

Обоснованность научных положений, а также их **достоверность,** базируется на колоссальном фактическом материале и современных методах его обработки и интерпретации. Автором работы **лично** проведен фациально-циклический анализ разрезов 140 скважин, исследовано 13200 образцов пород, использовано 8000 результатов определения ФЕС пород- коллекторов, учтены данные по 10170 кривых ПС и ГК, по 3800 образцам керна рассчитаны петрофизические показатели, характеризующие базовые параметры разнофациальных продуктивных пластов – FZI, RQI и HFU.

Обратимся к основному (на мой взгляд) документу диссертации - «Генетическая литолого-петрофизическая типизация юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири (на основе гидравлических единиц потока» (Табл. 9.6 в диссертации и Табл.2 в автореферате).

Таблица эта состоит из 9 столбцов и делится на две части, которые условно можно назвать «Литологическая» и «Нефтегазопромысловая». В литологическую часть входят столбцы 1 - парагенезы фаций, 2 - фации и 3 - парагенезы литогенетических типов отложений. Нефтегазопромысловую часть составляют столбцы 5 -ранг FZI, 6 - среднее значение FZI, 7 - диапазон пористости, 8 - диапазон проницаемости, 9 – коэффициент вариации. Смысловое объединение двух разнородных (качественных и количественных) частей осуществляется через столбец 4 с помощью гидравлической единицы потока – HFU (прослои пород внутри коллектора с близкими характеристиками порового пространства и, соответственно, с одинаковыми линиями тока флюида). Для выделенных литогенетических типов отложений (рассматриваемых в качестве HFU) на керновом материале получены индивидуальные зависимости пористости и проницаемости, увязанные с электрометрическими параметрами фаций.

По основным характеристикам коллекторов (среднее значение FZI, диапазоны пористости и проницаемости) качество резервуаров ухудшается вниз по таблице в следующем порядке – «Однородно-слоистый», «Мозаичный», «Лабиринт» и заканчивается таблица резервуарами, сформировавшимися в условиях низкой энергетической среды седиментации, не являющимися коллекторами. Хорошо видно, что лучшие по качеству резервуары сформировались в мелководноморской

(IV), прибереговой (III) и реже переходной (II) обстановках осадконакопления. В континентальных (I) и морских (V и VI) обстановках коллекторы практически отсутствуют.

Считаю необходимым обратить внимание на следующее важное обстоятельство. При анализе диссертации в целом может сложиться впечатление, что работа Черновой О.С. литологическая, причем с уклоном в седиментологию. По объёму «литологическая» часть в 3 раза превышает «нефтегазопромысловую». На мой взгляд, указанная асимметрия работы обусловливается тем, что в литологической части используются преимущественно вербальные (описательные) модели, а в нефтегазопромысловой – формализованные, числовые модели. Содержание, результаты и выводы диссертации соответствует специальности 25.00.16 – «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр».

Очень важно, что в дальнейшем созданная на основе комплексирования результатов седиментологических и петрофизических исследований кернового материала, позволяет мобильно и объективно преобразовывать геологические модели в гидродинамические, а типовая генетическая модель разнофациальных терригенных природных резервуаров может быть использована недропользователями, не обладающими подобной детальной информацией по типовым объектам разработки в Западно-Сибирской НГП.

Представляется, для такого капитального труда как рассматриваемая диссертация Черновой О.С будут уместны только серьезные замечания. Оппонент находится в затруднительной ситуации, поскольку замечания его относятся к тому, чего в работе нет.

В развиваемом соискателем интегрированном подходе не принимаются во внимание постседиментационные (эпигенетические) процессы. По этой причине в «Генетической литолого-петрографической типизации…» отсутствует гигантская Талинская зона нефтенакопления в континентальных (I группа) отложениях нижней юры. Установлено (1995 г.), что одним из постседиментационых процессов, характерным для шеркалинской свиты, улучшающим коллекторские свойства пород, является перекристаллизация первичного каолинитового цемента и переход его в катагенезе в тонкокристаллический диккитовый. Новообразованные кристаллы диккита скапливаются в агрегаты, в которых 30-50 % приходится на вновь образованное межзерновое пространство.

Одним из современных приоритетных направлений нефтяной промышленности являются так называемые нетрадиционные ресурсы – сланцевая нефть, трудно-извлекаемые ресурсы (ТРИЗ) и нефть из залежей с АВПД в верхнеюрской

баженовской свите Западной Сибири Опытно-промышленная эксплуатация пласта Юо на Салымском месторождении проводится с середины 70-х годов прошлого столетия. Баженовская свита, формировавшаяся в морской обстановке относительного глубоководья (VI группа макрофаций) на предмет появления в ней коллекторских способностей в процессе катагенеза как результат природного нефтеразрыва, соискателем не рассматривалась.

Всё о чем сейчас говорилось, по существу, относится к методу решения проблемы, для решения которой соискателем использовался несколько иной интегрированный подход.

Итак, диссертация Черновой Оксаны Сергеевны «Научные основы построения геостатических моделей и геометризации юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири на базе петрографических и седиментологических исследований керна», соответствует требованиям п. 9 «Положения о присуждения ученых степеней», является научно-квалификационной работой, в которой научно обоснована типовая генетическая модель разнофациальных терригенных природных резервуаров юры и мела Западной Сибири, имеющая важное хозяйственное значение для недропользователей, не обладающими подобной дорогостоящей детальной информацией по объектам разработки.

Чернова О.С. заслуживает присуждения ей ученой степени доктора геолого-минералогических наук по специальности 25.00.16 – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

Автореферат соответствует содержанию диссертации.

Доктор геол.-мин. наук, ведущий научный
сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа
Москвин Валерий Иванович

Почтовый адрес: ИНГГ СО РАН, проспект Академика Коптюга, 3, г. Новосибирск, 630090.

- Телефон: +7(383)3309326.
- Адрес электронной почты: moskvinvi @ipgg.sbras.ru.
- Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ИНГГ СО РАН).
- Старший научный сотрудник.