

ОТЗЫВ

**на автореферат диссертации Нещадимова Романа Александровича
«Научно-методическое обоснование подхода к разделению скважинной
продукции при совместной эксплуатации нескольких пластов»,
представленной на соискание учёной степени кандидата технических
наук по специальности 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений**

Совместная эксплуатация пластов позволяет снизить капитальные затраты на бурение, но усложняет учёт добычи по каждому пласту. Приказ Минприроды № 356 от 14.06.2016 требует отдельного учёта добычи и закачки, тогда как выполнить это инструментально удаётся крайне редко. Диссертация Р. А. Нещадимова посвящена расчётным методам такого разделения и критериям объединения пластов. Тема выбрана удачно и востребована практикой — результаты уже внедрены в проектную документацию действующего месторождения.

Структура и содержание работы

Работа состоит из четырёх глав. В первой главе на примере объекта БС10 (пласты БС10/1 и БС10/2, разделённые перемышкой, различие проницаемости 6,8 раза) по 122 ПГИ определены пороговые значения относительной гидропроводности (0,26 д. ед., добывающие скважины) и проницаемости (0,22 д. ед., нагнетательные), ниже которых пропласток практически не работает. 73% площади объекта БС10 находится в зоне неравномерной выработки: отбор от НИЗ БС10/1 — 68% при обводнённости 75%, БС10/2 — 95% при 97%. Геохимическими методами выделены пять коэффициентов, различающих нефть двух пластов; различия подтверждены критериями Шапиро-Уилка, Фишера, Стьюдента и Уэлча.

Вторая глава — обзор методов разделения добычи (ПГИ, индикаторы, геохимия, ОРЭ, расчётные методики РД 153-39.0-110-01 и авторские модели). Выделены четыре фактора, которые существующие методики не учитывают одновременно: изменение пластового давления, интервалов перфорации, продуктивности пластов и характера обводнения.

В третьей главе изложена усовершенствованная методика разделения добычи — расчёт пластового давления по уравнению материального баланса Добрынина для «замкнутых» элементов разработки, с учётом ГРП, перфорации и обводнённости по каждой скважине. Уточнены критерии объединения пластов: на статистике 95 пластов 28 объектов 23 месторождений показано, что выработка расходится сильнее

при отношении гидропроводностей выше 5. Предложено дополнить их расстоянием между пластами (не более 30 м) и различием начальных пластовых давлений (не более 1,09 д. ед.).

В четвёртой главе методика апробирована на участке месторождения N: с БС10/1 на БС10/2 перераспределено 79 тыс. т добычи, выявлены остаточные запасы БС10/1 в объёме 625 тыс. т. Под них спроектировано уплотняющее бурение пяти добывающих и двух нагнетательных горизонтальных скважин с ожидаемым эффектом 271 тыс. т нефти.

Оценка научной новизны

По первому научному положению хотелось бы получить от автора уточнение. Явление неработающих пропластков ниже порога относительной проницаемости или гидропроводности описано в более ранних работах: у А. Н. Янина такой порог оценивается диапазоном 0,3–0,4, а для объекта БС1-4 Усть-Балыкского месторождения принимается равным 0,4. Близкий по смыслу критерий предложен и Барышниковым с Яниным для отношения гидропроводностей пластов. Автор справедливо ссылается на эти работы в обзоре степени разработанности темы, и было бы полезно явнее показать в самой формулировке новизны, что полученные значения 0,26 и 0,22 развивают и статистически уточняют этот известный диапазон применительно к объекту БС10, с отдельным расчётом для добывающих и нагнетательных скважин, а не представляют собой принципиально новую зависимость. Такая формулировка не уменьшит ценность результата, но точнее отразит его место в ряду предшествующих исследований.

Остальные положения выглядят убедительно самостоятельными. Дополнительные критерии объединения пластов — расстояние между ними и различие начальных давлений — статистически обоснованы на выборке 95 пластов и расширяют традиционный набор параметров. Усовершенствованная методика разделения добычи представляет собой удачный синтез факторов, которые ранее учитывались отдельно, — это корректно и обоснованно охарактеризовано автором как усовершенствование. Геохимический результат подтверждён независимо совпадением с оценкой по гидропроводности (5% и 9% против 0,08 и 0,05 д. ед.), что говорит в пользу надёжности обоих подходов.

По геохимической части есть небольшое пожелание к обзору литературы. Подход «геохимические маркеры нефти — количественная доля пласта в добыче» в последние годы получил развитие и практическое применение: технология «Геоиндикатор» (КФУ, с 2021 г.) решает близкую задачу на нескольких месторождениях Татарстана, Самарской и Оренбургской областей, а в диссертации Павлова Д. В. (КФУ, 2025) также рассматривается количественная оценка вклада

пластов через геохимические маркеры. Автор корректно ограничивает свою новизну конкретными коэффициентами для пары пластов БС10/1–БС10/2, не претендуя на новизну самого метода, — эта формулировка точнее, чем в первом положении. Упоминание указанных работ в обзоре литературы позволило бы яснее показать место результата на фоне текущего уровня развития геохимических методов в отрасли.

Практическая значимость работы не вызывает вопросов: программа для ЭВМ (RU 2022612753), внедрение в проектный документ месторождения N и программа геолого-технических мероприятий с расчётным эффектом 271 тыс. т — весомые и проверяемые результаты.

Автореферат написан научно-техническим языком, материал изложен последовательно и логично. Выводы соответствуют поставленным целям и задачам.

Вопросы и пожелания к автору

- Уточнить в формулировке первого научного положения, что полученные пороговые значения развивают и статистически подтверждают диапазон, ранее предложенный в работах А. Н. Янина, применительно к конкретному объекту и с разделением по типу скважин.
- Дополнить обзор литературы упоминанием технологии «Геоиндикатор» и близкой по теме работы Павлова Д. В., чтобы точнее обозначить вклад геохимической части диссертации на фоне существующих практических решений.
- Геохимические исследования выполнены на выборке из двух скважин на каждый пласт при погрешности разделения 16–19%. Хотелось бы услышать от автора, планируется ли расширение выборки для повышения устойчивости полученных коэффициентов.
- Уточнить порядок действий при возможном расхождении результатов расчётной методики и геохимического разделения добычи в отсутствие данных ПГИ.
- Пояснить, из каких источников (моделирование ГРП, геофизика, усреднённые значения по месторождению) принимаются параметры ширины и полудлины трещины в формуле (2) при отсутствии прямых измерений на скважине.

Заключение

Работа отличается высокой степенью практической проверки: результаты подтверждены независимыми методами, доведены до программного продукта и внедрены с расчётным технологическим эффектом. По теме диссертации опубликовано 10 работ, из них 5 — в изданиях, рекомендованных ВАК, результаты

апробированы на 12 научно-практических конференциях. Высказанные замечания носят уточняющий характер и не снижают общей положительной оценки работы.

Диссертация соответствует требованиям пунктов 9–14 Положения о присуждении учёных степеней, утверждённого постановлением Правительства Российской Федерации от 24 сентября 2013 г. № 842, предъявляемым к диссертациям на соискание учёной степени кандидата технических наук, а её автор, Нецадимов Роман Александрович, заслуживает присуждения учёной степени кандидата технических наук по специальности 2.8.4. – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Я, Пичугин Олег Николаевич, даю согласие на включение моих персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного совета, и их дальнейшую обработку.

Кандидат физико-математических наук по специальности 01.02.05 Механика жидкости, газа и плазмы, заместитель директора ПИНШ АГТУ ВШН, руководитель департамента нефтегазового инжиниринга, ГАОУ ВО "Альметьевский государственный технологический университет "Высшая школа нефти"

«05» октября 2026 г.

Пичугин Олег Николаевич

Подпись Пичугина Олега Николаевича заверяю:



Начальник отдела кадров



Светлана Акдасовна Норкина



Государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Альметьевский государственный технологический университет "Высшая школа нефти"

Почтовый адрес: 423462, Российская Федерация, Республика Татарстан, Альметьевский муниципальный район, городское поселение город Альметьевск, город Альметьевск, улица Советская 186А,
Телефон: +7(8553)310-950 (доб.54083), E-mail: o.pichugin@agni-rt.ru