

На правах рукописи

Калмыков Георгий Александрович
СТРОЕНИЕ БАЖЕНОВСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА
КАК ОСНОВА ПРОГНОЗА ДИФФЕРЕНЦИРОВАННОЙ
НЕФТЕПРОДУКТИВНОСТИ

Специальность 25.00.12 - Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации
на соискание ученой степени
доктора геолого-минералогических наук

Москва 2016

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»

Официальные оппоненты:

Постников Александр Васильевич, доктор геолого-минералогических наук, доцент, зав.кафедрой литологии ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М.Губкина

Фурсов Альберт Яковлевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор, директор центра проектирования разработки локальных изолированных объектов АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П.Крылова»

Скоробогатов Виктор Александрович, доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный научный сотрудник центра ресурсов и запасов углеводородов ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Ведущая организация: Федеральное государственное унитарное научно-производственное предприятие «Геологоразведка» (ФГУНПП «Геологоразведка»)

Защита состоится 28 октября 2016 года в 14³⁰ на заседании диссертационного совета Д 501.001.40 при Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова по адресу: 119234, г. Москва, Ленинские горы, д.1, аудитория 608

С диссертацией можно ознакомиться в читальном зале Отдела диссертаций Научной библиотеки МГУ (Ломоносовский проспект, д.27, Фундаментальная библиотека, сектор «А», 8 этаж, к.812) и на сайте в системе «Наука-МГУ» (ИСТИНА) по адресу:

http://istina.msu.ru/media/dissertations/dissertation/75d/faf/22224192/Dissertatsiya_Kalmyikov.pdf

Автореферат разослан: «__» августа 2016 года

Учёный секретарь

диссертационного совета



Карнюшина Е.Е.

Общая характеристика работы

Разработка залежей нефти в отложениях баженовской свиты (БС) началась в 1974 г. на Салымской площади и производилась сначала разведочными скважинами, а после в 1978 г. и эксплуатационными. Разведочная 12-ая скважина, положившая начало разработке БС, дала приток 720 м³/сутки. Из БС получались фонтанные притоки нефти с дебитами более 100 тонн/сутки, но при этом, только каждая 4-ая скважина имела дебит более 10 тонн/сутки, а остальные 3 скважины либо не давали притоков, либо они составляли первые кубические метры в сутки [Батурин, 2010]. Такая нестабильность работ скважин объясняется сложностью геологических условий формирования БС. К решению проблемы нефтеносности БС были подключены все научные коллективы страны, было разработано огромное число гипотез, объяснявших неравномерность распределения по площади работающих скважин, были предложены более 10-ти моделей коллекторов БС. Но к середине 80-х, когда не произошло кардинальных прорывов в получении «большой баженовской нефти», бум на изучение БС начал спадать. Новый виток интереса к БС связан с успехами американских технологов по добыче нефти из «сланцевых» формаций. Применяв гидроразрыв пласта (ГРП) в горизонтальных скважинах сначала в газовых, а затем и нефтяных «сланцах», американские нефтяники совершили «сланцевую революцию». Несколько лет назад только из формации Баккен было получено за год 42 млн. тонн нефти. Для сравнения – из БС с момента начала ее эксплуатации по разным оценкам было получено от 11 до 13.3 млн. тонн [Брехунцов, Нестеров, 2010].

Таким образом, к началу второго десятилетия двадцать первого века сошлись два фактора, которые потребовали вернуться к вопросу извлечения углеводородных соединений (УВС) из пород БС: успехи американских нефтяников по извлечению нефти из «сланцевых» отложений, с одной стороны, и падение добычи из традиционных коллекторов Западной Сибири, с другой.

После 42 лет истории разработки отложений БС и получения огромного объема научных и промысловых данных многие вопросы строения отложений

так и не получили однозначного ответа, а вопросы подхода к разработке продолжают обсуждаться в литературе и на научных конференциях.

Актуальность работы. БС Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна по оценкам американских геологов является одним из самых перспективных объектов для добычи нефти из высокоуглеродистых отложений. Однако, не смотря на практически полувековую историю изучения этих отложений, остается большое количество нерешенных проблем.

В настоящее время не существует единой общепринятой геологической модели строения БС. Нет проверенных подходов к выделению залежей нефти, даже не выяснено представляет ли БС единую флюидодинамическую систему, или залежи в ней являются изолированными. Отсутствуют критерии выделения и оконтуривания залежей и, как следствие, нет общепринятых методик их опоскования. Ученые до сих пор не сошлись во мнении о типах порового пространства коллекторов, степени сообщаемости пор между собой, и является ли БС единой системой, состоящей из естественных коллекторов и низкопроницаемой «матрицы», или же представляет собой систему гидродинамически несвязанных коллекторов. Отсутствие надежных моделей геологического строения БС создает сложности при выборе технологии добычи нефти. Нерешенность многих вопросов геологии и разработки подтверждает вывод об исключительности строения БС и необходимости использования новейших инновационных методов для ее изучения.

Новые возможности исследовать отложения БС обусловлены тем фактором, что за прошедшие годы российские буровые компании начали бурить скважины с практически 100% выносом керна, доставать керн на поверхность в пластиковых трубах, так чтобы не нарушать последовательность залегания отдельных фрагментов керна. В руки ученых попадает керн, полностью соответствующий разрезу БС. Особо необходимо отметить, что современные технологии бурения и подъема керна прекрасно выносят и трещиноватые разности.

Следующим большим преимуществом современного этапа изучения БС является наличие новейших современных методик исследования каменного материала. Появилась возможность изучать образцы керна методом неразрушающей микрокомпьютерной томографии с разрешением 1 мкм, растровой электронной микроскопии с травлением образца фокусированным пучком ионов (разрешающая способность составляет до 1 нм), методом ядерно-магнитного резонанса, как ориентированного на изучение флюидов в поровом пространстве, так и на исследования органического вещества (ОВ) в твердой фазе. Новейшие масс-спектрометрические установки позволяют исследовать изотопный состав пород и УВС. Исследование содержания минералов, концентраций элементов, пиролитические методы стали рутинными и позволяют достаточно оперативно изучать изменение состава пород по разрезу.

За прошедшее время появились новейшие приборы для исследования разрезов в процессе каротажа скважин: это измерение элементного состава пород (включая определение содержания углерода), приборы ядерно-магнитного каротажа, позволяющие измерять содержание подвижных углеводородов, диэлектрическая проницаемость для оценки содержания воды. Приборы для пластовых испытаний стали настолько надежны, что с их помощью можно проводить пометровые испытания и выделять интервалы притока нефти.

Большим подспорьем в решении задач, связанных с разработкой БС, является многолетняя история её опытно-промышленной эксплуатации.

Сложившаяся ситуация привела к необходимости масштабной научно-производственной работы, в результате которой автором была предложена и обоснована технология лабораторных исследований керна, базирующаяся на современных инновационных методах. Полученные материалы стали основой для нестандартных методических приемов определения подсчетных параметров и подсчета удельной плотности запасов извлекаемой нефти БС. Была обоснована необходимость изучения и классификации углеводородных соединений по степени их связанности с матрицей породы. При этом для отдельной скважины можно провести прогноз дифференциальной продуктивности, связанный с

оценкой содержания трех типов объемов УВС. Удельная дифференциальная продуктивность при переходе на площадь позволяет рассчитывать объемы трех типов нефти: подвижной, дополнительно высвобождаемой и «синтетической» нефти, источником которой в пласте является кероген. Распределение по площади объемов каждого из типов нефти позволит разработчикам подбирать необходимые технологии добычи.

Цель работы – разработка комплексного подхода к исследованию разрезов баженовской свиты для получения свойств и параметров элементов нефтегазоносного комплекса, необходимых для прогноза дифференциальной продуктивности.

Для этого решались следующие *задачи*:

1. Анализ геологического строения баженовского горизонта Западной Сибири.
2. Краткая характеристика нефтеносных сланцев Северной Америки и методов количественной оценки ресурсов сланцевой нефти, применяемых в США.
3. Анализ существующих основных подходов к подсчету геологических запасов нефти в БС.
4. Определение минерально-компонентного состава пород, слагающих БС, и закономерностей его (состава) изменения по разрезу.
5. Реконструкция условий формирования отложений БС.
6. Характеристика вторичных преобразований пород и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства и структуру порового пространства.
7. Разработка флюидодинамической модели БС.
8. Экспериментальное обоснование возможности технической реализации остаточного генерационного потенциала.
9. Разработка критериев выделения зон распространения естественных коллекторов (ЕК).
10. Обоснование типов запасов и ресурсов БС, подлежащих расчету.
11. Разработка методик оценки объемов технически извлекаемой нефти.

12. Расчет объемов подвижной нефти, высвобождаемой нефти и остаточного генерационного потенциала.
13. Прогноз дифференциальной продуктивности БС на изученной территории.

Научная новизна:

1. Обосновано, что БС является непрерывным резервуаром, в котором закономерно чередуются следующие элементы: естественные коллекторы, технически стимулируемые коллекторы (ТСК), флюидоупоры. Указанные элементы характеризуются определенными диапазонами изменений петрофизических, геохимических и литологических параметров. Все породы БС (за исключением апорадиоляриевых карбонатов) являются нефтегазоматеринскими отложениями и из них можно извлекать свободную нефть, сорбированные УВС и «синтетическую» нефть.
2. Выделены порово-микрокаверновый, порово-микротрещинный, микропоровый и трещинно-каверновый типы пустотного пространства пород, слагающих элементы баженовского нефтегазоносного комплекса (БНГК), определены их генезис и параметры.
3. Разработана флюидодинамическая модель БНГК, включающая
свободные подвижные углеводородные соединения сообщающихся пор, занимающие объём динамической пустотности;
свободные неподвижные углеводородные соединения замкнутых пор и сообщающихся пор, запечатанных смолисто-асфальтовыми компонентами;
углеводородные соединения, сорбированные (физически связанные) на поверхности сообщающихся и замкнутых пор;
воду, физически связанную с поверхностью глинистых минералов;
воду капилляров с гидрофильной поверхностью.
4. Выявлены закономерности пространственного распространения типов разрезов БНГК, определяемые структурно-фациальной зональностью, направленностью процессов литогенеза и стадией катагенетической преобразованности.

5. Научно обоснованы принципы дифференциации объемов углеводородных соединений БНГК по механизму извлечения на подвижную нефть, дополнительно высвобождаемую нефть и «синтетическую» нефть.

6. Впервые на основании данных специальных исследований керна и интерпретации ГИС проведено ранжирование исследованных территорий по объему подвижной нефти, дополнительно высвобождаемой нефти и «синтетической» нефти.

Практическая значимость работы.

Результаты работ легли в основу технических рекомендаций по исследованию колонок керна для ОАО «Роснефть»; на основании полученных результатов под руководством специалистов ЦГЭ был проведен подсчет запасов и объемов технически извлекаемой нефти Салымского региона территории работ «Юганскнефтегаз»; (29 сентября 2014 г. на ЭТС ФБУ «ГКЗ» подход для подсчета запасов, разработанный с участием специалистов МГУ был принят как основной для определения подсчетных параметров для месторождений Салымской группы; 20 сентября 2015 г. по данной методике на баланс «Юганскнефтегаз» были поставлены запасы Малобалыкского месторождения (протокол «ГКЗ Роснедра» №4320)), подход к петрофизическим исследованиям и подсчету ресурсного потенциала БС, изложенный автором, был поддержан на научно-методическом совете ГГТ Минприроды России (3-4 декабря 2015г 92-я сессия); по результатам исследований под руководством автора была заложена скважина, давшая из отложений БС без ГРП приток 5 т/сутки; программа обработки и интерпретации комплекса ГИС для выделения нефтеотдающих пород была внедрена в ОАО «Сургутнефтегеофизика»; технология исследований керна рекомендована и применялась для исследования высокоуглеродистых пород доманиковой формации.

Методология и методы исследования

Исходными материалами для работ автора были данные исследований 25 скважин с выносом керна от 80 до 100%. Исследования колонок керна этих скважин проводились при непосредственном участии и руководстве автора по

программе, которую он разработал. Под руководством и самим автором были проинтерпретированы данные комплекса ГИС по 500 скважинам, при этом в 50 скважинах был обработан расширенный комплекс ГИС. Автором были использованы результаты опробования по 30 скважинам и данные месячных эксплуатационных рапортов по 200 скважинам. Методика исследований включала в себя работы по расширенному комплексу лабораторных методов.

Защищаемые положения

1. Обоснование объемов потенциально извлекаемых углеводородных соединений высокоуглеродистых отложений БС возможно только при комплексировании стандартных и специально разработанных литологических, петрофизических, геохимических исследований колонок керна, стандартных и специальных геофизических исследований скважин, позволяющих создавать флюидодинамическую модель порового пространства и оценивать остаточный нефтегенерационный потенциал.
2. Предложена и научно обоснована методика расчета минерально-компонентного состава пород высокоуглеродистой формации с повышенным содержанием рентгеноаморфных материалов.
3. Емкостное пространство пород БС определяется соотношением пустот растворения (микрокаверны), перекристаллизации (межкристаллические, межагрегатные пространства), пор в керогене, трещин и микротрещин. Соотношение типов пустот в объеме породы определяется литологическим составом и ее катагенетической преобразованностью, в которой особую роль играет тектоно-гидротермальная проработка.
4. Установлены закономерности строения разрезов и их изменчивости по латерали. В разрезе БС выделяются нижний и верхний разделы. Нижний раздел, в котором чаще встречаются естественные коллекторы, соответствует увеличению глубины бассейна. Верхний раздел, содержащий более высокое количество керогена, в котором преобладают технически стимулируемые коллекторы, соответствует этапу уменьшения глубины бассейна. По латерали

отложения с наибольшим содержанием керогена приурочены к относительно более глубоководным зонам осадконакопления.

5. Поиск зон распространения естественных коллекторов должен быть основан на выявлении следующих закономерностей:

А. Зон распространения пористых радиоляритов, приуроченных к сводовым частям локальных поднятий (II, III порядок тектонических структур) и перегибам структурных элементов I ранга;

Б. Зон с повышенной стадией катагенеза (МКЗ-4). Исключением являются зоны, где непосредственно выше и ниже отложений баженовской свиты присутствуют дренирующие ее коллекторы.

6. БС содержит в себе значимые объемы УВС, которые при оценке ресурсной базы БС можно отнести к трем типам:

- запасы подвижной нефти, занимающие объем динамической пористости, извлекаемые из порового пространства пласта при существующих технологиях разработки сложных коллекторов (прежде всего ГРП);

- ресурсы (объемы) дополнительно высвобождающейся нефти, получаемые после проведения специальных технологических мероприятий, позволяющих проводить десорбцию УВС;

- объемы «синтетической» нефти, которые можно извлечь в результате технической реализации остаточного нефтегенерационного потенциала керогена.

Степень достоверности и апробация результатов.

Представленные в работе результаты получены с помощью современного высокоточного сертифицированного лабораторного и скважинного оборудования. Теория построена на известных, проверяемых фактах, согласуется с опубликованными в литературе данными других исследований. Полученные соискателем результаты не противоречат данным, представленным в независимых источниках по данной тематике. В работе использованы современные методики сбора и обработки исходной информации.

Основные научные положения, различные аспекты и практические результаты диссертационной работы докладывались на Международных научно-практических конференциях «ГЕОМОДЕЛЬ» (г. Геленджик, 2005, 2008 и 2010гг.); международной конференции и выставки «Geosciences-To Discover and Develop» Lenexpo (г. Санкт-Петербург, 2006), VIII международной конференции «Новые идеи в науках о земле» (г. Москва, 2007); Российском совещании с международным участием «Минеральные индикаторы литогенеза» (г. Сыктывкар, 2011г.); научно-практической конференции «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Западной Сибири» (г. Томск, 2011 г.); Международной конференции молодых учёных и специалистов «Ломоносовские чтения» (г. Москва, МГУ, 2011, 2013, 2014 гг), международной конференции Тюмень – 2009 (г.Тюмень, 2009 г), научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (г. Геленджик, 2012 г), I и III Балтийской школе-семинаре «Петромодель» (г. Петергоф, 2012 и 2014гг.), Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE (г.Москва, 2012 и 2014гг), IV Научно-практической конференции «Суперкомпьютерные технологии в нефтегазовой отрасли. Математические методы, программное и аппаратное обеспечение» (г. Москва, 2013), Пятом всероссийском совещании: Юрская система России: Проблемы стратиграфии и палеогеографии (г. Тюмень, 2013 г.), Международной научно-технической конференции «Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений» (г. Санкт-Петербург, 2014), Всероссийской научно-практической конференции «Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС при решении петрофизических, геофизических и геологических задач на нефтегазовых месторождениях» (г. Тверь, 2014 г).

Публикации.

Результаты проведенных исследований по теме диссертации изложены в 49 статьях, входящих в список ВАК и 5 статьях, опубликованных по докладам на международных конференциях. На методики и программный пакет,

разработанные в процессе подготовки диссертационной работы, получены 4 патента РФ и 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Благодарности.

Автор благодарит свою жену Балушкину Наталью Сергеевну, без помощи которой не удалось бы написать эту работу. Автор признателен сотрудникам своей группы: Кашиной Н.Л., Белохину В.С., Калмыкову Д.Г., Мифтаховой А.А., Мануиловой Е.А., Петраковой Н.Н., Фоминой М.М., Топуновой Г.Г., которые помогали в осмыслении результатов и в написании работы. Автор выражает признательность Козловой Е.В. без которой невозможно было бы понять и сформулировать результаты пиролитических исследований. Автор благодарит Дьяконову Т.Ф. обсуждение замысла диссертации с которой дали правильное направление работы. Признателен Билибину С.И., Исакову Т.Г., Юканову Е.А., Вовк А.В., Ахапкину М.Ю. совместная работа с которыми над ресурсной базой БС позволила понять типы объемов нефти, извлекаемых из отложений БС. Автор выражает глубокую признательность Иванову М.К. инициировавшего комплексные работы по исследованию БС на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых. Автор благодарит за помощь Ступакову А.В. изменившую акценты в работе и давшую ценные замечания к ней. Автор признателен Хамидуллину Р.А., Езерскому Д.М., Коросту Д.В., Рослякову А.С., помогавших в проведении и осмыслении петрофизического цикла работ. Автор благодарит Васильева А.Л., Шишкова В.А., Спасеных М.Ю., Богданович Н.Н. позволивших изучить сообщаемость порового пространства пород БС. Автор искренне благодарит Фадееву Н.П., Кирюхину Т.А., Соболеву Е.В., Мальцева В.В., Пронину Н.В., Полудеткину Е.Н., Натитник И.М., Корневу Т.Н., Сливко И.Э., Тимошенко О.М., Борисова Р.С., Надежкина Д.В., Костенко О.В., Большакову М.А, Санникову И.А. помогавших в проведении и осмыслении геохимического цикла работ. Автор благодарит Коробову Н.И., Карнюшину Е.Е., Конюхова А.И., Шарданову Т.А., Хотылева О.В., Юрченко А.Ю., Блинову В.Н., Макарову О.М., Завьялову А. П., Чупахину В.В. помогавших в проведении и осмыслении

литологического цикла работ. Автор признателен Шлыкву В.Г., Коровину Т.А., Косорукову В.Л., Иванову А.Г., Крупской В.В., проводивших рентгенофазовый анализ пород БС. Автор выражает признательность Вишневской В.С. за работу над определением радиолярий, без которых нельзя было бы стратифицировать разрезы; Панченко И.В., Гатовскому Ю.А. взявших на себя труд по определению макрофауны. Автор благодарен Керусову И.Н., Сусловой А.А., Волконской А.Л., Хромовой И.Ю., Хромовой Е.В. помогавших разбираться со сложностями интерпретации сейсмических материалов. Автор выражает благодарность Бычкову А.Ю., Калмыкову А.Г., Бугаеву И.А. позволивших доказать возможность получения «синтетической» нефти из пород БС. Автор выражает признательность Митронову Д.В. за помощь в оформлении диссертации.

Автор благодарен

Глебочевой Надежде Константиновне, которая в 1996г привлекла меня к работе над БС, Косу И.М., Каменской Л.В. и всем сотрудникам ОМП и КИПЧ «СНГФ». Гавриловой Е.В., Бирун Е.М., Малышеву Н.В., Афанасьеву И.С., Быкову В.В., Парначеву С.В., Гончарову И.В., Самойленко В.В. помогавшим автору проводить исследования пород БС Салымского региона. Ганичеву Д.И., Бачину С.И., Валовой Л.Н., помогавшим подготовить материалы для подсчета ресурсов и запасов нефти в отложениях БС. Карпову В.Б., Дели С.В., Ниягловой О.Н. без помощи которых невозможно было бы изучить керн БС Елизаровского прогиба. Керусову И.Н., Соколовой М.С., Черняеву Е.В. помогавших разбираться со строением месторождения БС в Елизаровском прогибе. Шарафутдинову В.Ф., Корост С.Р., Калабину В.В. совместная работа с которыми позволила получить представления о строении разреза БС на северном склоне Сургутского свода. Хасанову М.М., Жукову В.В., Карпову И.А., Морозову Н.В., Заграновской Д.Е., Алексееву А.Д. помогавшим изучить БС Тундринской котловины и южной периферии Сургутского свода. Кусову А.В. привлечшего автора к работе над каменным материалом БС Красноленинского свода. Сотрудникам кафедры литологии РГУНГ и лично Ольге Васильевне Постниковой.

Работа выполнена при финансовой поддержке государства в лице Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках работ по проекту №14.581.21.0008 от 03.10.2014 г (уникальный идентификатор RFMEFI58114X0008)

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения. Общий объем 391 страница, включая 26 таблиц, 249 рисунков и список литературы из 512 наименований.

Основное содержание работы

Концепция, изложенная в работе, разрабатывалась и применима для «нормального» разреза БС. Территория исследования охватывает центральную часть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (ЗСНГБ) – основные месторождения и площади бортовых зон Фроловской мегавпадины (Ханты-Мансийской синеклизы). Основные подходы, изложенные в работе, могут быть адаптированы к другим районам распространения БС.

В главе 1 приведена краткая геологическая характеристика территории, на которой проводились исследования БС. Дан очерк работ, посвященных изучению различных аспектов формирования нефтеносности БС, оценки запасов углеводородов и применяемым на сегодняшний день способам разработки месторождений как БС, так и зарубежных аналогов.

В главе 2 представлена методика изучения пород БС, включающая в себя анализ геолого-геофизической, промысловой и сейсмической информации, бурение опорных скважин с полным выносом керна, стандартным и расширенным комплексом ГИС, исследование керна по специально разработанной методике, трехмерное моделирование. При работе с колонками керна отложения изучаются одновременно как коллекторы, нефтематеринские породы и флюидоупоры. Полученные подсчетные параметры лежат в основе технологии подсчета запасов и ресурсов подвижной нефти, объемов сорбированной нефти и «синтетической» нефти.

Глава 3 посвящена методике определения минерально-компонентного состава пород, литологической характеристике отложений, закономерностям

строения разрезов и реконструкции истории геологического развития отложений баженовской и абалаской свит.

В главе 4 приводится флюидодинамическая модель БС. Модель описывает структуру порового пространства пород и насыщающие его флюиды, различающиеся по степени подвижности. Модель разработана на основе результатов петрофизических, геохимических исследований, микроструктурного анализа. На образцах пород доказана возможность реализации нефтегенерационного потенциала при искусственном гидротермальном воздействии.

В главе 5 рассмотрены геолого-геофизические критерии выделения зон разной продуктивности БС для оценки ресурсной базы. Предлагаемые геолого-геофизические критерии выделения зон разной продуктивности БС для оценки ресурсной базы разработаны для площадей подверженных катагенетическим преобразованиям определенной стадии. Это связано с тем, что в ВУФ присутствует кероген, который на определенной стадии катагенеза, испытывает изменение внутренней структуры. Автор рассмотрел достаточно большое количество площадей, на которых выделяются месторождения подвижной нефти в БС. Из этих площадей были выбраны две территории, обладающие значительными объемами подвижной нефти. Первая территория охватывает область Большого Салыма, на которой породы претерпели катагенетические изменения от МК1 до МК4. Вторая территория относится к Елизаровскому прогибу, где все отложения БС характеризуются единой стадией катагенеза МК2. На примере двух территорий автор рассматривает подходы к дифференцированной оценке нефтепродуктивности. С одной стороны, дифференциация проходит по трем типам компонентов породы из которых можно добывать нефть: динамическая пористость как емкость, из которой извлекается подвижная нефть; сорбированные битумоиды, десорбция которых позволяет получать высвобождаемую нефть; кероген, деструкция которого приводит к получению «синтетической» нефти. С другой стороны,

дифференциация подразумевает, что по территории исследований три типа компонентов распределены неравномерно и их нужно оценивать по отдельности.

Структура работы построена в соответствии с проводимыми исследованиями и примерами их положительного применения на конкретных объектах. Защищаемые положения отражают результат интеграции исследований, поэтому дальнейшее изложение автореферата построено в соответствии с защищаемыми положениями.

Современные оценки запасов нефти в отложениях баженовской свиты

С момента получения первых притоков нефти из отложений БС перед геологами-нефтяниками стоит задача оценки количества нефти, которую можно получить из этих отложений. Специалисты подходили к решению этой задачи по-разному. В результате оценки запасов разнятся от 600 млн. тонн, которые стоят на балансе в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ), до 1 трлн. тонн, подсчитанных В.П. Соничем в 1994 году. Расхождение оценок объемов запасов связано с тем, что БС является нефтематеринской толщей и к ней невозможно напрямую применять стандартные для терригенных отложений Западной Сибири методики расчета. Каждый исследователь подходит к подсчету объемов со своей позиции, а сравнение полученных результатов возможно только в том случае, если имеется четкое представление о том, объемы каких компонентов породы рассчитывал исследователь и какие подсчетные параметры заложены в модель нефтегазоносности. Величина запасов в 600 млн. тонн получается исходя из следующих факторов: нефть находится в порах в подвижном состоянии; расчет проводится только для тех территорий, на которых из отложений БС при испытании были получены притоки нефти; расстояние от скважины до границы залежи конечно; пористость принимается равной 8%, коэффициент нефтенасыщенности 0.8, коэффициент извлечения 0.164, а мощность продуктивной части пласта равна 1/3 от мощности отложений [Протокол ТКЗ ХМАО № 61-01 от 2-15.03.2002. Протокол ГКЗ №432(М) от 04.2004]. Оценка в 1 трлн. тонн определялась, вероятнее всего, исходя из объема ОВ, распределенного по площади распространения БС, равной 1 млн. км². Таким

образом, в настоящий момент отсутствует единое мнение о БС как об объекте подсчета запасов углеводородов. Нет представления о структуре порового пространства. Нет общепринятого подхода к оценке параметров для проведения расчетов.

Этапы изучения и методика подсчета ресурсов и запасов нефти в отложениях БС

Задача подсчета ресурсов и запасов нефти в отложениях БС сводится к оценке динамического порового пространства, которое заполнено подвижной нефтью; объема породы, занятого сорбированными УВС, и объема «синтетической» нефти, являющейся частью керогена пород БС.

На основании представлений о геологическом строении рассматриваемой территории проводится распределение удельной плотности ресурсов по площади. При этом информация, полученная в опорных скважинах, распространяется в межскважинном пространстве. Автор обосновывает следующую последовательность изучения БС для оценки объемов технически извлекаемых УВС.

1. Проведение районирования территории по перспективам добычи нефти из отложений БС на основании материалов интерпретации сейсморазведки, ГИС, исследований керна, ПГИ, испытаний и опытно-промышленной эксплуатации.
2. Бурение опорных скважин с максимальным выносом керна из отложений БС и вмещающих отложений в наиболее перспективных зонах.
3. Проведение расширенного комплекса ГИС в опорных скважинах.
4. Изучение колонок полноразмерного керна опорных скважин по расширенному комплексу лабораторных исследований: литологический, петрофизический, геохимический и механико-прочностной блоки. Коллекция образцов формируется из расчета от 2 до 5 образцов на 1 м керна (так что бы были охарактеризованы все литотипы).
5. Разработка петрофизической интерпретационной модели расширенного комплекса ГИС с расчетом массовой и объемной минерально-компонентной модели отложений БС.

6. Создание флюидодинамической модели, демонстрирующей распределение УВС в объеме породы.
7. Проведение расширенного комплекса ГИС в 1-2 скважинах всех зон, отличающихся различной перспективностью добычи нефти из БС.
8. Интерпретация расширенного комплекса ГИС и расчет массового минерально-компонентного состава (ММКС) и объемного минерально-компонентного состава (ОМКС) во всех скважинах, включая общую и динамическую пористость.
9. Проведение литофизической типизации отложений БС на основании данных МКС, определение граничных значений показаний методов ГИС для литофизических типов. Определение диапазона изменения и математического ожидания коэффициента динамической пористости (Кпдин) для каждого литофизического типа. Присвоение рассчитанных ранее значений Кпдин идентичным литофизическим типам.
10. Межскважинная корреляция и построение трехмерной модели распространения литофизических типов на рассматриваемой территории.
11. Расчет линейных запасов и ресурсов в каждой ячейке трехмерной модели.
12. Расчет геологических запасов и ресурсов подвижной нефти и объемов высвобождаемой (сорбированной) и «синтетической» нефти.

В настоящее время в скважинах, вскрывающих породы БС, проводится расширенный комплекс ГИС: импульсный нейтрон-гамма каротаж спектрометрический (ИНГКС), спектрометрический гамма-каротаж (СГК), волновой акустический каротаж (ВАК), гамма-гамма литоплотностной каротаж (ГГК-лп), ядерно-магнитный каротаж (ЯМК). Тогда как скважины старого фонда исследовались только стандартным комплексом. На основании исследований керна автором разработана петрофизическая интерпретационная модель, которая позволяет рассчитывать пористость, как по данным расширенного так и стандартного комплексов ГИС.

Расширенный комплекс ГИС позволяет настраивать и ограниченный комплекс ГИС для решения задачи определения пористости (последняя панель

на Рисунок 1) для скважин без исследований керна, но только для района близкого к опорной скважине. Автором были рассмотрены два ограниченных комплекса. В первый ограниченный комплекс входили водородный индекс по нейтронному каротажу, плотность, концентрации калия, тория, урана. Результаты расчета динамической пористости по этому комплексу, приведены в виде непрерывной кривой зеленого цвета в последней панели на Рисунок 1. Второй ограниченный комплекс соответствовал стандартному каротажу эксплуатационных скважин и в него входили водородный индекс по нейтронному каротажу, показания гамма-каротажа (ГК) и сопротивление по БК. Результаты расчета динамической пористости по этому комплексу, приведены в виде непрерывной кривой синего цвета в последней панели. Из приведенных результатов расчета Кпдин по ограниченным комплексам видно, что они, так же, как и результаты расширенного комплекса, хорошо согласуются с измеренными на керне. Таким образом, использование интерпретационной модели ГИС позволяет получать подсчетные параметры как по расширенному комплексу ГИС опорных скважин, так и по ограниченным комплексам ГИС старого фонда.

В результате обосновано защищаемое положение 1.

Методика определения минерально-компонентного состава пород БС

Минерально-компонентный состав (МКС) дает возможность достаточно объективно оценить соотношения основных породообразующих компонентов (кремнистой, карбонатной, глинистой составляющих и ОВ) и выявить закономерности их распределения по разрезу. Кроме того, знание МКС необходимо при построении петрофизических зависимостей керн-ГИС и расчете МКС пород по комплексу ГИС. Информация о вещественном составе пород важна при разработке залежей, в частности при выборе методов интенсификации добычи.

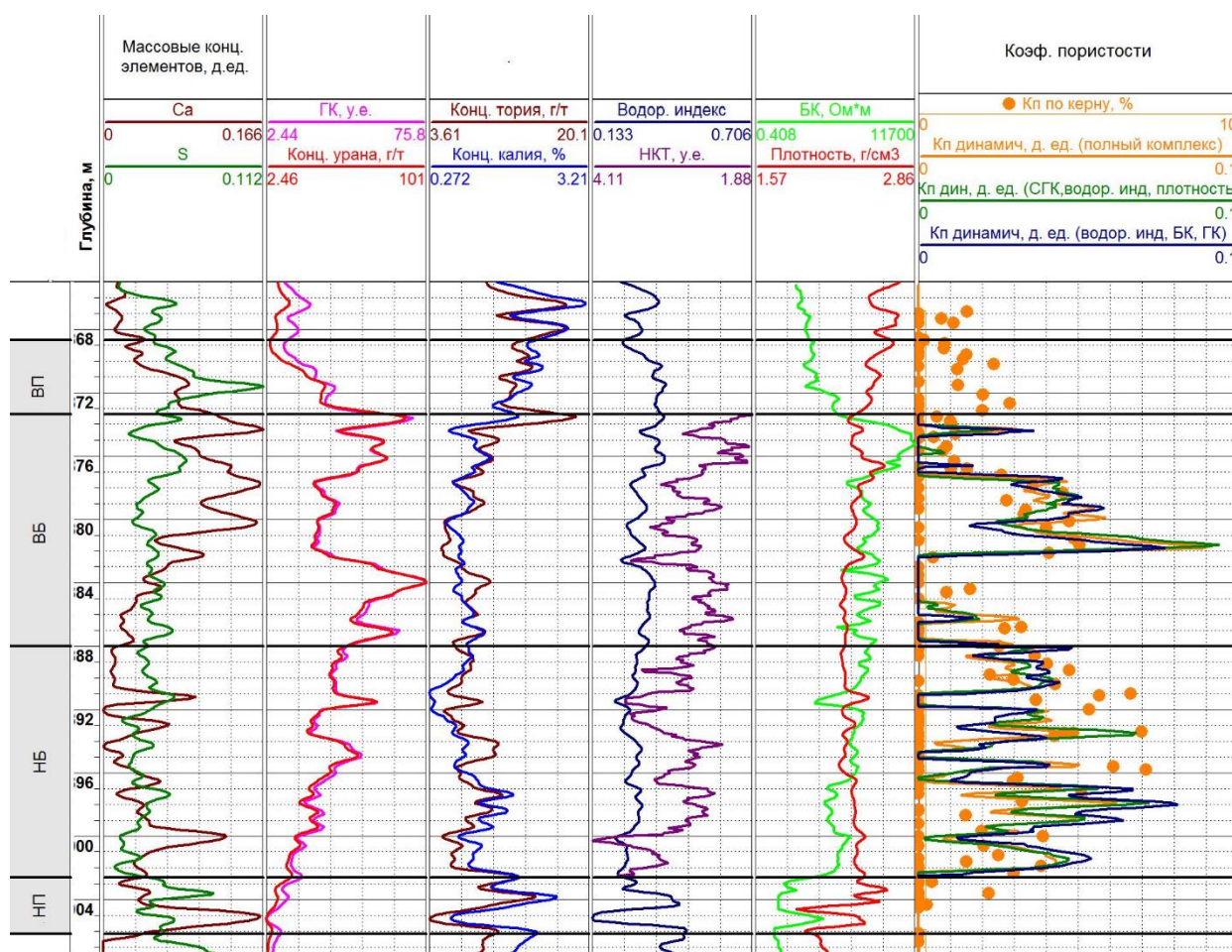


Рисунок 1 Сопоставление коэффициента динамической пористости, рассчитанной порасширенному и ограниченным комплексам ГИС с данными измерений на керне.

Автором разработана методика определения массового МКС (ММКС) твердой фазы образцов пород, содержащих повышенные концентрации керогена. В качестве базовых аналитических методов, необходимых для решения поставленной задачи используются РФМА, РФЛА и пиролизические анализы. Причем для получения ММКС пиролизические исследования проводятся на образцах после экстракции. Для настройки интерпретации базовых аналитических методов автор использует исследования под РЭМ с микронзондированием, которые позволяют определять набор минералов и неминеральных компонент, и элементный состав каждой составляющей породы; методику выделения керогена и изучение его элементного состава (С, Н, S, N, О). Для подготовки объемной МКС (ОМКС) дополнительно применяются методы петрофизических и геохимических исследований: изучение количества

воды в аппарате Закса, оценка динамической пористости газоволюметрическим методом, экстракция образцов с анализом группового состава экстракта.

Первым этапом расчета ММКС является определение содержания керогена, которое рассчитывается из значений ТОС. На втором этапе строится минерально-компонентная модель изучаемой породы, т.е. описываются все составляющие породы и для каждой из них определяется элементный состав. Используя концентрации оксидов, рассчитываются содержания минералов. Таким способом невозможно разделить кальцит и доломит, в которых широко распространены изоморфные замещения кальция и магния. Поэтому соотношение (кальцит/доломит) при расчетах берется из данных РФМА.

Для пересчета ММКС в ОМКС используются данные о пористости, заполняющих ее флюидах и плотности каждой составляющей объемной модели.

Проверка правильности методики расчета ММКС пород проводилась путем сравнения результатов расчетов по описанной методике с данными РФМА для пород с содержанием ОВ <1%, и на породах, в которых содержание глинистых минералов с отсутствием рентгеновских пиков составляло <1%. Анализируя результаты верификации, автор показал, что отклонение массовых содержаний макрокомпонент пород по предлагаемой методике от истинных значений не превышает 5%. По всей выборке нет значимых систематических расхождений.

В МКС пород по результатам исследований автора входят следующие минеральные составляющие: минералы группы кремнезема, карбонатные (кальцит, доломит, редко сидерит и анкерит), глинистые минералы (гидрослюда, смешанно-слоистые с чередованием пакетов гидрослюда и монтмориллонита, каолинит, хлорит), пирит и альбит, минералы группы фосфорита. В некоторых породах встречаются минералы, которые относят к гидротермальным: цеолиты; сульфиды цинка, свинца; барит. К неминеральным компонентам относятся кероген, сорбированные на поверхности твердой фазы, УВС, нефть и свободная вода.

Таким образом, обосновано защищаемое положение 2.

Зная объемные соотношения основных породообразующих компонентов в породе, используя данные новейших микроструктурных исследований, было выявлено влияние вторичных преобразований на формирование структуру порового пространства и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород.

Структура порового пространства пород

В результате исследований порового пространства пород БС специальными петрофизическими методами автор показал, что его можно отнести к следующим типам:

Порово-микрокавернозное и межкристаллическое поровое пространство

Образовано вследствие растворения скелетов радиолярий и впоследствии частично карбонатизированных. Растворение скелетов радиолярий может происходить только щелочными растворами. Эти процессы наиболее интенсивно развиты в кремнистых и карбонатно-кремнистых породах с реликтовой радиоляриевой структурой. Кроме пустот растворения радиолярий в кремнистых и карбонатно-кремнистых участках пород присутствует большое количество более мелких пустот, развитых вокруг полностью карбонатизированных радиолярий. Эти участки породы сложены микрокристаллами кварца и/или агрегатами кварца-халцедона, а поры представляют собой пустоты между отдельными кристаллами или агрегатами. Объемная реконструкция участка порового пространства показала, что пустоты растворения или микрокаверны имеют округлую и овальную форму, сообщаемость обеспечивается за счет мелких каналов, которые представляют собой межкристаллические и межагрегатные пустоты.

Внутрикерогеновое поровое пространство

Поры внутри керогена имеют округлую и овальную форму, равномерно распределены и хорошо сообщаются между собой. Размер пор не превышает 5 мкм. Пористость керогена сформировалась в породах БС с высокой степенью катагенетической преобразованности. Судя по значениям T_{max} (среднее 455°C) и H_I (среднее 100 мг УВ/г ТОС), стадия катагенеза таких пород отвечает концу «нефтяного окна». В керогене пород, находящихся на более низких стадиях

катагенеза, пор не выявлено. Увеличение термической зрелости определяет и увеличение размеров пор в керогене как за счет роста индивидуальных пор, так и за счет соединения пор между собой.

Исследование порового пространства по техническому заданию автора происходило с использованием ФИП-РЭМ. На Рисунок 2а приведена фотография поверхности керогена одного из исследованных образцов. Пористое пространство в керогене составляет 22,5%. Анализ показал, что таких сообщающихся пор в рассмотренном объеме - 75% (Рисунок 2б).

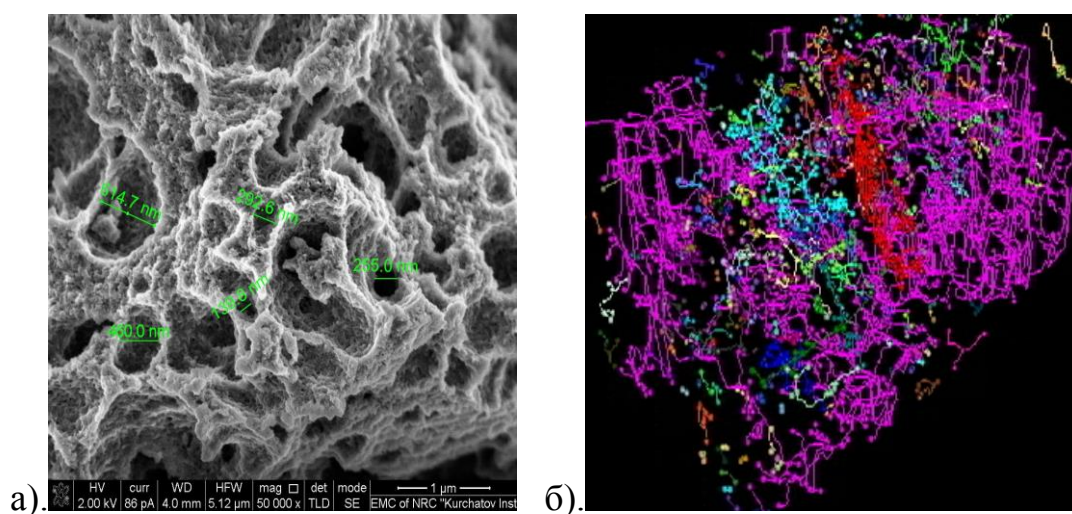


Рисунок 2. Фотографии пор в керогене под РЭМ (а) и реконструкция сообщающихся пор в керогене(б).

Трещинно-каверновый тип порового пространства

Выделен в карбонатных слоях КС, расположенных на границе баженовской и абалакской свит. Нефтенасыщение пород слоя КС связано с поверхностями разнонаправленных трещин и связанных с ними каверн выщелачивания. Видимые размеры каверн и трещин достигают нескольких см в ширину и нескольких десятков см в длину. Объем пустотного пространства трещин и каверн оценить методами стандартной петрофизики невозможно, поэтому использовалась макротомографическая съемка. Расчеты показали, что пористость таких интервалов изменяется в пределах 5-8% в зависимости от выбранной зоны обработки. Максимальная пористость может достигать 10%. Большая часть трещин заполнена жильным кальцитом. Изотопные исследования этого кальцита и изучение газо-жидких включений показали, что жилы

формировались в результате воздействия низкотемпературных (около 200°C) гидротермальных растворов, которые поступали по тектонически активным зонам.

В породах БС выявлены различные типы трещин, однако выделить породы с преобладанием трещинного или трещинно-кавернозного типа порового пространства не удалось. Трещины в БС, по большей части, являются техногенными, образовавшимися при бурении или за счет подъема керна на поверхность при снятии давления; выявлены также литогенетические трещины, образованные за счет тонкой параллельной слоистости в породах; установлены тектонические трещины с отсутствием признаков нефтенасыщения по характеристике свечения керна под ультрафиолетом. Установленные трещины с выпотами нефти являются единичными без сообщения между собой, насыщение трещин происходит за счет пород матрицы.

Проведенные в ряде скважин Салымской группы месторождений исследования электрическими микросканерами FMI, а также отборы проб нефтей приборами MDT показали, что естественная трещиноватость в породах продуктивных скважин развита очень слабо, выделенные природные трещины, как правило, залечены, основные интервалы притока или положительного отбора проб не связаны с интервалами трещиноватости. При исследовании керна из продуктивного интервала макроскопических трещин выявлено не было. При исследовании структуры порового пространства пород из продуктивного интервала с помощью рентгеновского микротомографа трещин также не выявлено.

В зоне развития тектонических нарушений вертикальные трещины могут содержать достаточно большие объемы нефти. Так горизонтальная скважина, прошедшая через разуплотненную зону вертикального разлома, дала после ГРП приток более 150 тонн в сутки.

Таким образом, обосновано защищаемое положение 3 и сформулировано 2 положение научной новизны.

Характеристика естественных и технически стимулируемых коллекторов

Исследования ФЕС БС проводились по следующей схеме: сначала на образцах с естественным насыщением (до экстракции) измерялись коэффициенты пористости и проницаемости газовольюметрическим методом по азоту. Пределы обнаружения аппаратурно-методического комплекса АР-608 по пористости составляет 0.1%, а по проницаемости 1мкД.

Исследования цилиндрических образцов пород БС на ультрацентрифуге показало, что из образцов не было получено никаких флюидов. Это означает, что все подвижные флюиды при подъеме образцов на поверхность из породы были вытеснены. Реагентом вытеснения выступал метан, который в растворенном состоянии присутствует в нефти в пластовых условиях. Диаметр пор в породах БС составляет первые сотни нанометров. Пузырек газа при подъеме с трехкилометровой глубины расширяется в 300 раз и работает как поршень, выдавливая свободную нефть. В результате на поверхности нефть в подвижном состоянии отсутствует. Проведенные многочисленные эксперименты по релаксации ядер водорода при измерении методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) в скважине и в лаборатории показали, что в пластовых условиях наблюдается сигнал от атомов водорода подвижных УВС, тогда как в лаборатории он практически не наблюдается. Исключением являются измерения на образцах, в которых присутствуют свободные УВС, закупоренные в замкнутом пространстве. В этом случае сигнал при релаксации наблюдается во временной области более 10 мсек. Исследования на образцах керна методом ЯМР при насыщении порового пространства керосином показало, что сигнал в лаборатории приближается к сигналу в скважине, тем самым доказывая, что в скважине в динамической пустотности присутствует свободная подвижная нефть. При этом в области до 10 мсек сигналы ЯМР в лаборатории и в скважине совпадают. ЯМР на экстрагированном керне показывает уменьшение сигнала по сравнению с сигналом в скважине за счет десорбции битумоидов.

В результате автор доказывает, что измеренная по азоту в лаборатории пористость образца свободна от подвижной нефти. Сжимаемость порового

пространства при переходе в пластовые условия составляет 10-30%. Пористость по азоту, измеренную в пластовых условиях или пересчитанную в пластовые условия, автор назвал «динамической». «Динамическая» пористость – это объем породы занятый в пласте подвижной нефтью. Соответствующий коэффициент пористости автор обозначил как $K_{пдин}$ и обосновал его использование для оценки ресурсов и запасов подвижной нефти.

В результате измерений было выявлено, что $K_{пдин}$ основной толщи БС изменяется в диапазоне $1 \div 2\%$, с эквивалентным диаметром пор порядка 1 мкм. Нефть из этих пород при обычном испытании (перепад давления менее 10 мПа) не поступает в скважину, так как их проницаемость менее 4 мкД, а для ее добычи требуется проведение ГРП. Такие породы автор предлагает назвать –технически-стимулируемые коллектора (ТСК). При ГРП в первую очередь подключаются кремнистые и карбонатно-кремнистые породы БС и карбонаты пласта КС, реже глинисто-кремнистые и карбонатно-глинисто-кремнистые породы. В отдельных случаях после проведения ГРП приток был получен из всего интервала свиты. ТСК содержат значительное количество сорбированных битумоидов. В ультрафиолетовом освещении образцы пород из ТСК не обладают свечением, но капля органического растворителя хлороформа, нанесенная на керн, под люминесцентной лампой дает интенсивную вспышку голубоватого цвета. Под люминесцентным микроскопом при исследовании шлифов общая масса керогена окружена слабо светящимися миграционными битумоидами. В трещинах и порах свечение более интенсивное.

На основании этих данных автором сделан вывод, что практически все породы БС являются ТСК.

В разрезе БС выделяются породы с повышенными ФЕС ($K_{пдин} > 3\%$ и $K_{пр} > 4 \text{ мкД}$). Эти породы автор относит к естественным коллекторам (ЕК), так как именно из них при попластовых испытаниях и при использовании промыслово-геофизических исследований (ПГИ) работающих скважин было доказано получение притоков нефти. Значения динамической пористости в ЕК достигают 15%, значения абсолютной газопроницаемости - 50 мД. Из таких

пород могут быть получены притоки нефти без дополнительных геолого-технологических мероприятий (ГТМ). Чаще всего это карбонатно-кремнистый пласт, приуроченный к кровле нижнего раздела БС (поровые доломитизированные радиоляриты (ПДР) с порами выщелачивания и межкристаллическим поровым пространством), а также карбонатные слои КС на границе баженовской и абалакской свит с трещинно-каверновым поровым пространством. Для скважин, пробуренных на территории с высокой степенью катагенетической преобразованности, характерен нефтеотдающий интервал в подошве верхнего раздела БС, который сложен породами с преобладающим внутрикорогоновым поровым пространством.

Исследования динамической пористости на образцах керн совместно с ЯМР исследованиями в скважине и ЯМК исследования на образцах керн, испытания скважин до и после проведения ГРП, интерпретация кривых восстановления давления (КВД), показали, что практически во всех породах БС присутствует подвижная нефть. Она находится в породах в сообщающихся открытых порах, ее добыча возможна при создании необходимого перепада давления. Свободная нефть в поровом пространстве пород БС находится в сообщающихся открытых порах, в порах, закупоренными высокомолекулярными УВС, а также в закрытых порах. Нефть в запечатанных и закрытых порах можно добывать после применения ГРП. Таким образом, при определенных воздействиях на пласт возможна добыча нефти из любого интервала БС (за исключением апорадиоляриевых известняков, являющихся локальными флюидоупорами) в любой точке ее распространения.

Тем самым обосновано положение 1 научной новизны.

Сорбированные на поверхности твердой фазы пород УВС в аналитической органической геохимии носят название битумоиды. Экстракция представительной коллекции образцов из всех типов пород позволила получить большие объемы битумоидов, а эксперименты на скважинах, проведенные специалистами ОАО «Сургутнефтегаз», доказали возможность десорбции УВС в условиях пласта и их извлечение на поверхность в виде высвобождаемой

нефти. Для добычи сорбированных УВС проще всего использовать органические растворители. Но использование такой технологии на скважине на сегодняшний день не является рентабельным. Поэтому специалистами рассматриваются альтернативные методы десорбции УВС в пласте.

Приведенные в параграфе 4.3 результаты лабораторных экспериментов по гидротермальному воздействию на породу, содержащую кероген, доказывают возможность технической реализации остаточного нефтегенерационного потенциала керогена и извлечения «синтетической» нефти.

В результате автор обосновал защищаемое положение 6 и сформулировал 5 положение научной новизны.

Флюидодинамическая модель пород баженовской свиты

На основании комплекса петрофизических и геохимических исследований автор обосновал выделение в поровом пространстве пород БС слоев, заполненных УВС, отличающимися степенью связанности с поверхностью твердой фазы. Первый слой включает в себя адсорбированные УВС. Их количество определяется площадью поверхности твердой фазы и её сорбционной активностью. Слой сорбированных УВС не является одинаковым по толщине, так как зависит от типа сорбированных молекул. Второй слой молекул УВС практически является свободным. Если диаметр порового канала превышает три длины молекул УВС, то в его центральной части появляется пространство для подвижных УВС. Конечно, это зависит от длины молекул, например, для молекул асфальтенов капилляр диаметром 30 нм будет содержать только сорбированные УВС, тогда как для метана в нем будет достаточно места для подвижной фазы.

Наибольшей сорбционной способностью обладает поверхность керогена. В сложных многомерных молекулах керогена присутствуют атомы S, N, O, которые способны перетягивать к себе электронное облако, поэтому на поверхности агрегатов керогена возникают заряды, которые взаимодействуя с молекулами УВС, отделившимися от керогена, образуют водородные связи. Вторым по сорбционной активности компонентом пород БС являются глинистые

минералы. Поверхность глинистых минералов так же обладает определенным зарядом и имеет активные сорбционные центры, но так как глинистые минералы осаждались в водной среде, то они сорбировали полярные молекулы воды – и происходит более медленный процесс конкурирующей адсорбции. У остальных компонент пород БС адсорбционная активность более слабо выражена.

Изучая результаты отгонки воды из образцов пород БС на аппарате Закса автор доказал, что количество воды коррелирует с количеством глинистых минералов. Причем объем воды часто превышает объем пор, занятых подвижными УВС. Объем воды больше выделяется при изучении целых кусков породы, по сравнению с истертой породой, что доказывает постулат автора о разделении воды в породе на физически связанную с поверхностью глинистых минералов и воду капилляров.

Для оценки объемов УВС, содержащихся в закупоренном пространстве были проведены несколько серий экспериментов, включающих в себя совместное исследование структуры пустотного пространства и насыщающих его флюидов, на образцах различной степени деструкции (целый фрагмент образца, дробленая проба, порошок). Результаты экспериментов приведены в виде модели на Рисунок 3. Основной емкостью для нефти и сорбированных УВС является открытая пористость, которая делится на динамическое поровое пространство, заполненное подвижной нефтью и остальную часть, в которой находятся сорбированные УВС и запечатанная ими микронепфть.

В результате анализа проведенных исследований автор сформулировал флюидодинамическую модель БНГК (3 положение научной новизны).

Строение разрезов и латеральная изменчивость

Полученные результаты свидетельствуют о чрезвычайно сложных взаимоотношениях в породе подвижных, сорбированных УВС и керогена, являющегося источником «синтетической» нефти. Поэтому задача дифференцированного прогноза и количественной оценки содержащихся в породах УВС требует выявления закономерностей как вертикального, так и латерального распределения компонентов пород и флюидов.

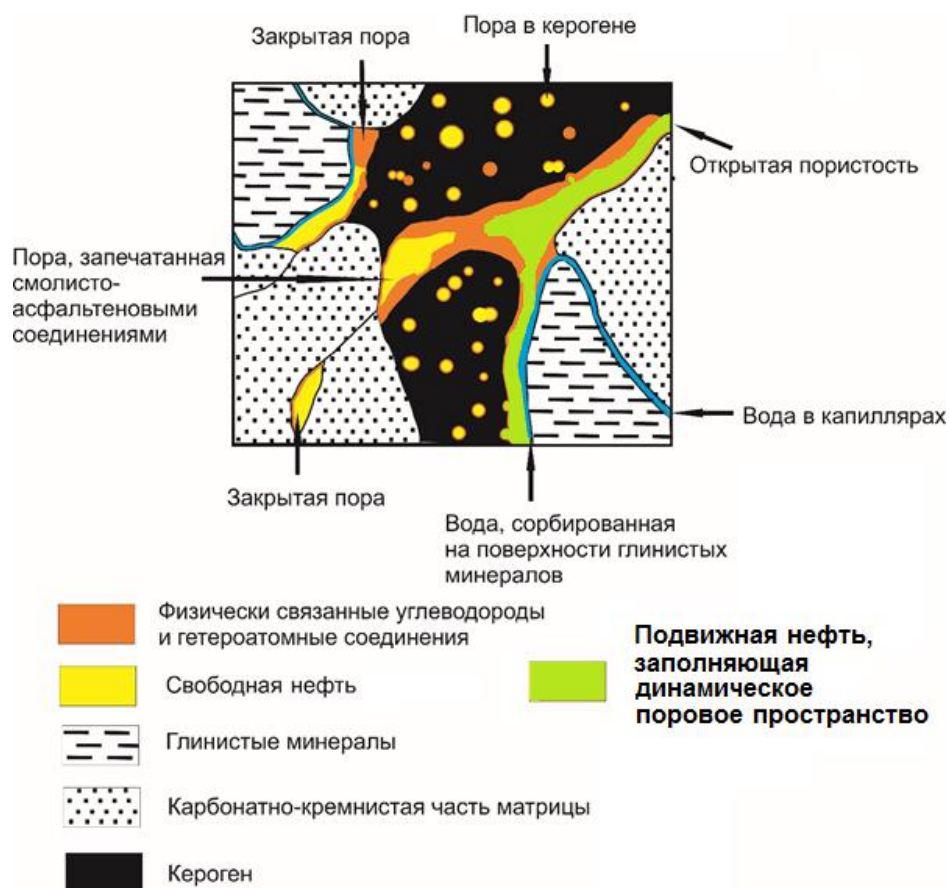


Рисунок 3 Модель порового пространства и насыщающих флюидов для пород БС, находящихся на стадии МКЗ.

Для перехода от характеристики отдельной точки к пространственным закономерностям необходимым элементом является построение опорных геолого-геофизических разрезов, на которых отражена вся аналитическая информация. Изменения в строении разрезов по площади распространения БС определяются структурно-фациальной зональностью внутри баженовского бассейна седиментации, распределением тектоно-гидротермальных зон, определяющих во многом направленность литогенетических процессов и стадию катагенетической преобразованности, а также историей развития Западно-Сибирского эпиконтинентального палеобассейна и прилегающих территорий в позднеюрское и раннемеловое время.

Инструментом для выявления латеральной неоднородности является литофизическая типизация, которая позволяет выделять по комплексу ГИС группы пород, близких по вещественному составу, нефтенасыщенности и коллекторским свойствам.

Совместный анализ результатов МКС пород, палеонтологических и литологических исследований, изучение распределений микрофоссилий по разрезу, данных изотопного состава углерода и кислорода карбонатов, литофизическая типизация, позволили создать единую схему развития бортовых зон Фроловской мегавпадины в позднеюрское время.

Реконструкция истории осадконакопления в баженовском эпиконтинентальном палеобассейне

В *кимериджское* время вследствие трансгрессии происходит увеличение глубины и расширение эпиконтинентального морского бассейна. И это благоприятно сказалось на появлении и развитии радиолярий, которые еще сравнительно немногочисленны. В это время в глинисто-кремнистых и кремнисто-глинистых осадках идет формирование глауконита и карбонатных построек бактериального генезиса, формирование которых связано с деятельностью метанотрофных бактерий. Большая площадь зеркала воды благоприятно повлияла на развитие макроскопических водорослей - главных продуцентов в экосистеме баженовского моря. Это время смены морского терригенного осадконакопления баженовским этапом седиментации. В разрезах эти отложения выделяются как нижняя переходная зона от абалакской свиты к баженовской, характеризуются увеличением снизу вверх по разрезу сопротивления, понижением концентраций калия и тория, снижением плотности за счет уменьшения доли глинистой составляющей и увеличения концентрации ОВ.

В *ранневолжское* время морской бассейн стал сравнительно глубоководным. Во всей толще грунта и в придонных слоях воды господствовали восстановительные условия. В связи с чем прекратились процессы биотурбации в осадке и исчезли другие бентосные формы. Большие глубины способствовали развитию многочисленных радиолярий, при этом же возросло количество рыб и теутид. Для этого этапа осадконакопления наиболее характерны глинисто-кремнистые и керогеново-глинисто-кремнистые породы, соответствующие фоновой седиментации эпиконтинентального морского

бассейна, отвечающие наиболее погруженным участкам морского бассейна при спокойных гидродинамических и тектонических условиях. В целом, в начале баженковского времени фиксируется максимальная площадь затопления. Рельеф дна был достаточно расчлененный.

В *средневожжское* время продолжается углубление морского бассейна. Бентос практически полностью исчез и возросло количество рыб и радиолярий.

Отложения раннего и средневожжского времени объединяются в нижний раздел БС. Нижний раздел характеризуется относительно низкими содержаниями общего органического углерода (ТОС- total organic carbon) при преобладающем содержании кремнезема с относительно низким массовым содержанием глинистых минералов. По геофизическим параметрам породы нижнего раздела БС характеризуются постепенным увеличением радиоактивности от подошвы к кровле, за счет повышения концентрации урана(U), уменьшением плотности, повышением водородного индекса и сопротивления.

Максимальный подъем уровня моря произошел к концу средне-вожжского времени. Господствующие сравнительно большие глубины благоприятно сказались на развитии радиолярий, биопродуктивность которых в определенные моменты времени резко возрастала, в результате чего в скважинах некоторые прослои практически нацело состоят из скелетов радиолярий. Такие прослои не имеют площадного распространения, а характеризуются определенной зональностью. Для их формирования было необходимо резкое увеличение питательных веществ, за счет чего возрастала биопродуктивность радиолярий и резкое вымирание огромного количества особей, небольшое волнение затрагивающее придонный слой воды. Таким условиям отвечали зоны небольших поднятий и бровки крупных поднятий с плоскими вершинами в местах поступления гидротермальных растворов из недр на дно морского бассейна.

В *поздневожжское* время глубина бассейна уменьшалась, но долгое время еще оставалась значительной. Поэтому количество радиолярий в осадке

сократилось несущественно. При этом значительно возросло количество захороненного ОВ. Начавшееся обмеление баженовского моря привело к появлению на локальных аэрируемых поднятиях бентосных форм.

Низкие темпы седиментации способствовали формированию осадков кероген-глинисто-кремнистого состава. Резкое изменение состава пород позволяет выделять подошву поздневожских отложений по геофизическим полям: резкое скачкообразное возрастание радиоактивности, за счет увеличения сорбции U на ОВ, повышение водородного индекса и плотности пород, за счет повышения концентрации ОВ. Автор обосновал, что граница двух разделов БС является границей средне- и поздневожских отложений.

В *берриасс-валанжинское* время на первом этапе произошла стабилизация условий обитания. Центральная часть баженовского моря достигла значительного обмеления для поселения крупного толстораковинного бентоса, представленного иноцерамами. При этом уменьшается количество радиолярий, что сказывается на уменьшении доли кремнезема в составе осадков. Формируются кероген-карбонатно-кремнистые и кероген-кремнисто-карбонатные породы.

Верхний раздел разреза БС по геофизическим параметрам характеризуется повышенным содержанием урана и высокими показаниями ГК, высокими водородным индексом и сопротивлением, низкой плотностью.

На следующем этапе возрастает снос терригенного материала с суши и в осадках начинает преобладать глинистая компонента. Этот этап является переходным: в бассейне еще экосистема баженовского моря, но в осадке преобладает сносимый с берега терригенный материал. Переходный комплекс отложений в разрезах выделяется в верхнюю переходную зону от баженовских отложений к отложениям неокомского клиноформного комплекса. Переход к неокомским вмещающим отложениям по данным ГИС отмечается падением сопротивления и увеличением калия и тория на фоне высокой радиоактивности, связанной с ураном.

Условия формирования и зоны распространения естественных коллекторов

Структурный фактор оказывал ведущее влияние на условия седиментации и является наиважнейшим при поиске ловушек, образованных радиоляритами, претерпевшими частичное растворение скелетов и неполную карбонатизацию порового пространства. В целом поверхность дна баженовского эпиконтинентального морского бассейна была достаточно выровнена, но выступы фундамента к началу баженовского времени не были окончательно выровнены и создавали возвышенные участки на дне. Изменение палеоструктурного плана отражается в конфигурации кривых гамма-каротажа. Так как глинистость в отложениях БС не превышает 30 % массовых (гл.3), то влияние содержания калия и тория на показания ГК незначительно, а вклад радиоактивности ряда распада U составляет более 90%. Концентрация U определяется содержанием ОВ и сорбцией U на нем. Конфигурации кривых ГК существенно различаются по площади распространения БС. Поэтому кривые ГК можно использовать для районирования разрезов БС. Центральная часть баженовского эпиконтинентального палеобассейна была отделена от основных областей сноса палеопрогибами, что способствовало низкой гидродинамической активности. На больших глубинах создавалась восстановительная среда, которая способствовала сохранению ОВ и увеличению содержания U в нем. Увеличение концентрации U отразилось в плавном повышении показаний естественной радиоактивности от подошвы БС к её середине, в соответствии с увеличением глубины моря. В нижнем разделе БС содержание U значительно ниже, чем в верхнем разделе. Это связано с двумя факторами: с одной стороны, в нижнем разделе меньше содержание керогена, с другой стороны, концентрация U в керогене в верхнем разделе на порядок выше, чем в нижнем.

В момент максимального увеличения глубины моря на дне должны были преобладать восстановительные условия, которые способствовали накоплению ОВ и связанного с ним U. Затем с уменьшением глубины наступает окислительный период осадконакопления. Следующее увеличение глубины

приводит к появлению второго максимума на кривой ГК. Если рассматривать зону распространения тутлеймской свиты, то можно увидеть еще один этап относительного увеличения глубины баженовского моря, приведший к образованию третьего пика на кривой ГК. Соотношение двух максимумов отражает положение скважины в структурно-фациальной зоне: если верхний максимум по амплитуде значительно меньше нижнего, то эта зона соответствует палеоподнятию (второй максимум формировался в относительно повышенной зоне, где не смотря на общее увеличение глубины, могли присутствовать определенные волнения, не способствовавшие захоронению большого объема органики); близкие амплитуды двух максимумов соответствуют палеопонижениям, когда второе понижение уровня моря привело к созданию резко восстановительных условий и накоплению большого количества органики, сорбирующей на себе уран. Для изучаемого района такая конфигурация кривой ГК характерна для палеоподножия Салымского мегавала; промежуточное соотношение пиков ГК, соответствует склону поднятия. Отдельно выделяется зона, для которой характерно повышение амплитуды ГК снизу вверх по разрезу, далее значение ГК с небольшими колебаниями остается на относительно высоком уровне для всего верхнего раздела БС и понижается к кровле БС. Такая конфигурация ГК соответствует локальной впадине, окруженной со всех сторон поднятиями, которые не позволили поступать в эту впадину водам обогащенным кислородом и тем самым создали условия для накопления ОВ.

В результате обосновано четвертое защищаемое положение.

Связь кривых ГК с палеорельефом баженовского моря использовалась при районировании территории для выделения зон различной продуктивности и оценки количества керогена, как источника «синтетической» нефти. Зоны высокой продуктивности приурочены к сводовым частям локальных поднятий (II, III порядок тектонических структур) и перегибам структурных элементов I ранга за счет распространения здесь пластов пористых доломитизированных радиоляритов на границе верхнего и нижнего разделов БС.

Созревание керогена и нефтегенерация зависят от степени катагенетической преобразованности. Деструкция керогена происходит под действием многих факторов, в частности под действием радиоактивного излучения, но наиболее важным фактором является тепловое воздействие. Для зон с повышенной стадией катагенеза (МКЗ-4) характерна высокая продуктивность за счет формирования коллекторов с поровым пространством внутри керогена. На протяжении миллионов лет температурный режим определялся тепловым потоком, идущим из мантии; теплопроводностью пород фундамента, зависящей от их состава; близостью к разломам, по которым происходила тепловая конвекция. Из этих факторов в настоящее время формализовать удастся современный температурный и палеотемпературный режимы.

Эти зоны предлагается выделять, используя замеры современных пластовых температур и восстановленные палеотемпературы, а также положение кровли БС на структурных картах и значения удельного электрического сопротивления. При выделении зон различной продуктивности необходимо учитывать наличие или отсутствие дренирующих БС коллекторов во вмещающих отложениях.

Тем самым обосновано пятое защищаемое положение. Приведенные материалы позволили автору сформулировать 4 положение научной новизны.

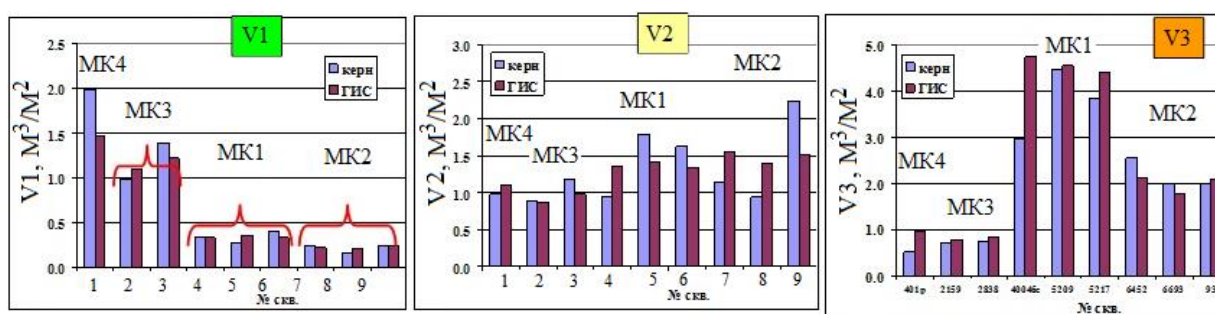
Районирование территории по объемам подвижной, сорбированной и «синтетической нефти»

Как было показано ранее, получить значимые и стабильные по времени притоки удастся только из определенных интервалов разреза и в отдельных зонах. В работе проведено ранжирование по объемам свободной, дополнительно высвобождаемой и «синтетической» нефти по схеме, описанной в гл.2 диссертации.

Для группы месторождений Салымского мегавала и сопредельных структур по косвенным критериям, находящимся во взаимосвязи с геологическими факторами, выделены зоны различной продуктивности. Каждая

зона характеризуется собственными условиями образования пород: фациальной принадлежностью и положением относительно древних и современных структур, тепловым потоком, глубиной и содержанием ОВ. Выделенные зоны характеризуются определенными физическими, петрофизическими, литологическими и геохимическими параметрами разреза, отражающими прямые геологические признаки. Разделение на зоны проведено по данным ГИС с настройкой на результаты расширенных исследований керна.

Для оценки ресурсного потенциала БС используется трехмерная геологическая модель, где в каждой ячейке занесены значения Кпдин, содержания сорбированной нефти и доля керогена, которую можно перевести в «синтетическую» нефть. Общий объем каждого вида нефти по лицензионному участку, получается в результате суммирования значений соответствующего параметра во всех ячейках. Для ранжирования территории используется характеристика – линейные объемы (удельная плотность) нефти V– которая показывает какое количество (в м³) того или иного типа нефти содержит столб пород БС с основанием м². На Рисунок 4 приведены расчеты линейных объемов, полученных в области опорных скважин, по данным исследований керна и по ГИС. Получено хорошее схождение этих результатов.



а).

б).

в).

Рисунок 4 Сопоставление линейных объемов измеренных по керну и результатам интерпретации ГИС а) - подвижной (V1), высвобождаемой (V2) и «синтетической» (V3) нефти

По результатам построения кубов V1 рассчитаны карты линейных подвижных запасов нефти (Рисунок 5): области с наибольшими линейными запасами подвижной нефти сосредоточены на лицензионных участках А и Д.

Этим участкам соответствует наибольшая накопленная добыча. В результате расчетов начальные геологические запасы подвижной нефти одного из лицензионных участков составляют 71 млн.т, что на 28 млн.т больше числящихся на Госбалансе РФ.

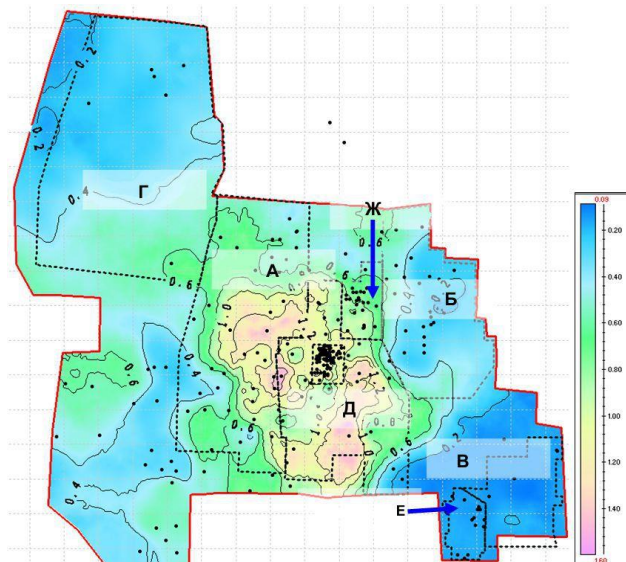


Рисунок 5 Суммарная карта подвижных линейных запасов нефти V_1 Салымскогосмегавала и сопредельных территорий

Оценка ресурсов нефти производилась в двух видах: объем высвобождаемой нефти V_2 и объем потенциально генерируемой нефти V_3 . По итогам расчета куба V_2 получена карта линейных ресурсов V_2 (Рисунок 6а), а объем ресурсов высвобожденной нефти для того же лицензионного участка равен 46 млн.т. На карте линейных ресурсов «синтетической» нефти (Рисунок 6б) видно, что максимальные ресурсы V_3 , в основном, расположены на лицензионном блоке «Б». По итогам расчета объем «синтетической» нефти для того же лицензионного участка равен 56 млн.т.

Сравнение соотношений объемов нефти разных типов для участков БС показало, что по мере катагенетического преобразования пород доля подвижной нефти увеличивается, а доля «синтетической» падает (Рисунок 7).

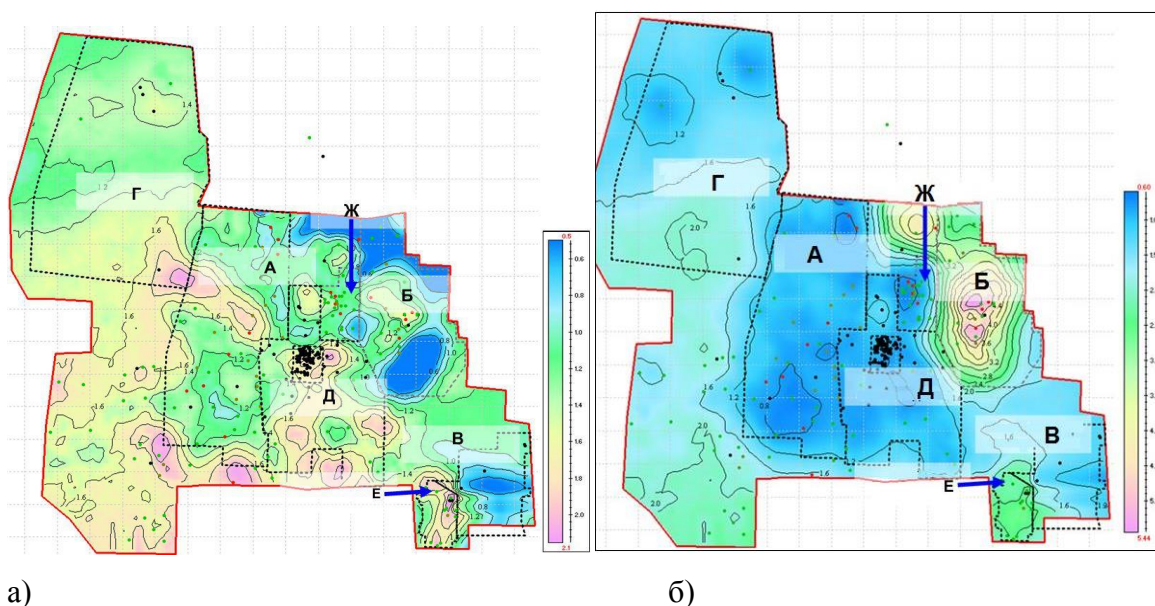


Рисунок 6 Карты линейных ресурсов высвобождаемой (а) и «синтетической» нефти(б) Салымского мегавала и сопредельных территорий

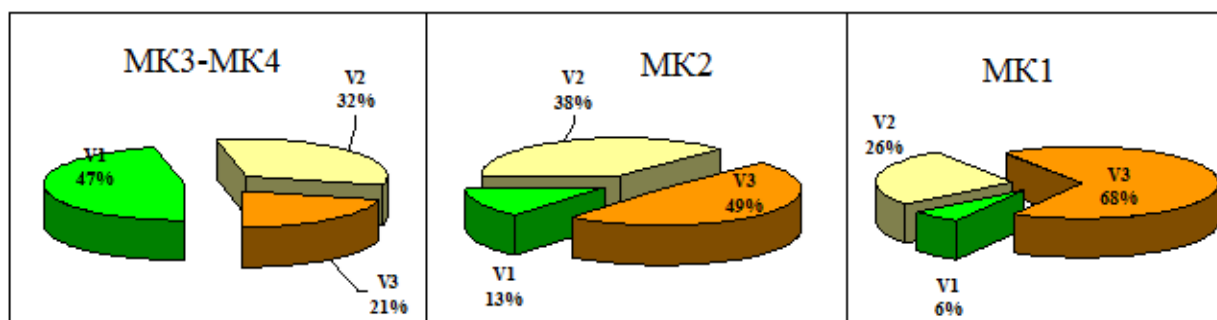


Рисунок 7 Соотношение линейных объемов нефти разных типов по участкам Салымской группы, находящимся на разной стадии катагенеза

Вторым примером использования технологии ранжирования территории по объему подвижной, высвобождаемой и «синтетической» нефти является расчет ресурсной базы для лицензионного участка, расположенного в Елизаровском прогибе. В результате проведенных под руководством автора исследований, было выявлено, что ЕК представлены ПДР, распространение которых по площади представлено на Рисунок 8. Остальная часть разреза относится к ТСК. Результаты расчетов ресурсного потенциала БС месторождения Елизаровского прогиба на основании построенной 3-х мерная модель приведены в Таблица 1.

Таблица 1 Оценка ресурсного потенциала баженовской свиты лицензионного участка Елизаровского прогиба

	S, тыс. м2	H, м	Кп дин, д.е.	Q геол, тыс.т
Запасы подвижной нефти непосредственно в радиоларитах	131000	1.5	0.12	17037
Ресурсы (категория С2) подвижной нефти в предполагаемых радиоларитах	85000	1.5	0.12	11054
Ресурсы подвижной нефти в зоне развития радиоларитов	216000	23	0.02	35894
Ресурсы подвижной нефти за пределами зоны развития радиоларитов	648750	25	0.01	117180
Ресурсы высвобождаемой нефти	864750	25	0.015	234293
Ресурсы «синтетической» нефти.	864750	25	0.047	734119

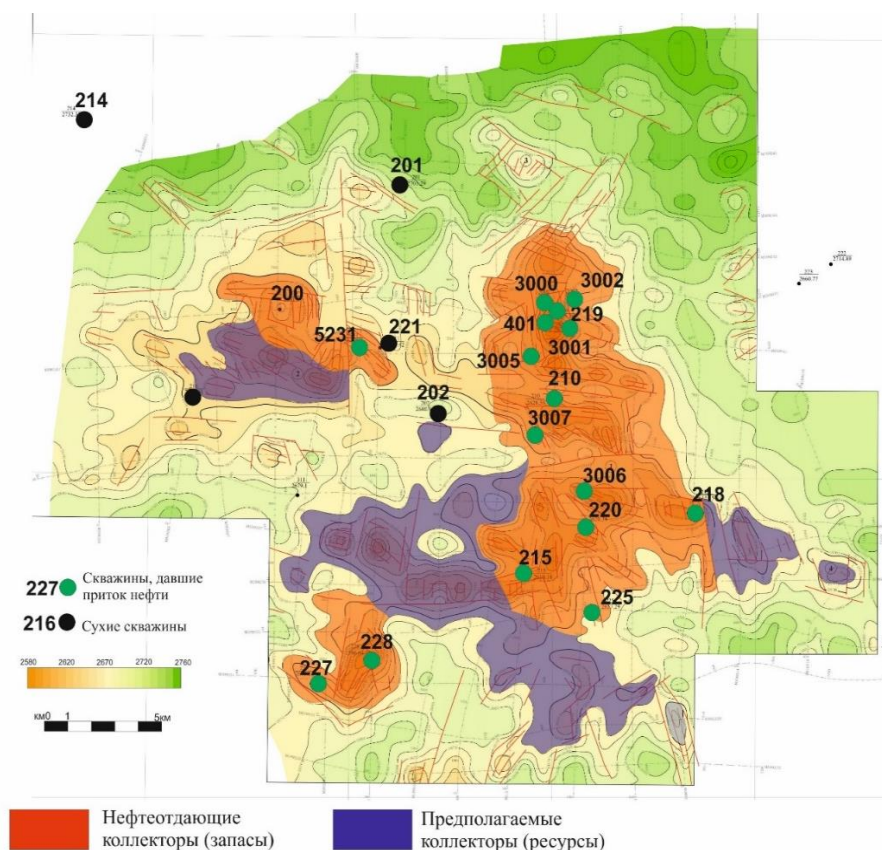


Рисунок 8 Распространение нефтеотдающего интервала на месторождении Елизаровского прогиба

Площадное распространение зон разной продуктивности позволяет выделять участки, наиболее и наименее перспективные для эксплуатационного бурения при существующих технологиях добычи нефти. Зоны с наибольшей

ожидаемой продуктивностью рекомендуются к разработке в первую очередь. Зоны с наименьшей продуктивностью рекомендуются к разработке после создания и усовершенствования технологий по добыче связанных УВС и нефти из закрытых пор. Для зон с высоким остаточным генерационным потенциалом ОВ и большим объемом физически связанных УВ необходимо разрабатывать новые способы получения нефти.

Таким образом, автором впервые на основании данных специальных исследований керна и интерпретации ГИС проведено ранжирование исследованных территорий по объему подвижной нефти, дополнительно высвобождаемой нефти и «синтетической» нефти.

Заключение

Проведен анализ геологического строения баженовского горизонта Западной Сибири. Обосновано разделение разрезов на нижнюю переходную зону, 2 интервала в высокоуглеродистых низкоглинистых отложениях и верхнюю переходную зону. Нижняя и верхняя переходные зоны комбинируют свойства пород БС и вмещающих глинистых отложений. От собственно отложений БС к вмещающим увеличивается содержание глинистых минералов и уменьшается доля ОВ. Такое разделение отражает основные этапы и особенности формирования баженовско-абалакского комплекса и его смены неокомским клиноформенным комплексом.

Выявлены общие закономерности строения и изменчивости разрезов. Установлены геолого-геофизические характеристики разрезов, отражающие фациальную принадлежность и фациальные переходы внутри палеобассейна. Установлены закономерности пространственного распространения типов разрезов, определяемые структурно-фациальной зональностью и направленностью процессов литогенеза

Доказано, что максимальная глубина бассейна осадконакопления приходилась на середину волжского времени. В это время накапливалось большое количество крупных радиолярий с многокамерным скелетом. В разрезе

эти пласты радиоляритов приходятся на границу верхнего и нижнего разделов БС.

Анализ существующих основных подходов к подсчету геологических запасов нефти в БС показал значительные расхождения представлений об объекте исследований и количестве содержащихся в БС УВС. В существующих методиках расчета геологических запасов отсутствует дифференциация УВС на подвижную, связанную и «синтетическую» нефть.

Геологическое строение зарубежных месторождений-аналогов БС, прежде всего на территории Северной Америки, отличается от строения БС. Основным способом разработки месторождений сланцевой нефти в Северной Америке является проходка горизонтальных стволов большой протяженности и масштабная интенсификация притока с помощью ГРП. В настоящее время для разработки отложений БС не было проведено бурение большого числа горизонтальных скважин с многостадийными ГРП. Как следствие, основные методики подсчета запасов нефти, применяемые для месторождений ВУФ на территории Северной Америки, не могут быть применены к БС на данном этапе.

Анализ публикаций и материалов конференций разного ранга по рассматриваемым в нефтяных компаниях способам разработки залежей нефти в БС указывает на перспективность применения широкого спектра инновационных методов для эффективной добычи нефти (в том числе «синтетической») из БС.

Разработана технология определения МКС пород БС, включающего ОВ. На основании содержания минералов и неминеральных компонентов были выделены следующие основные группы литологических типов пород: апорадиоляриевые карбонаты; кремнистые и кероген-кремнистые породы (силициты и радиоляриты); карбонатно-кремнистые; глинисто-кремнистые и кероген-глинисто-кремнистые; смешанные породы карбонатно-глинисто-кремнистые и кероген-карбонатно-глинисто-кремнистые.

В разрезах скважин, изученных автором, ЕК чаще всего являлись пористые доломитизированные радиоляриты группы карбонатно-кремнистых пород. К ЕК

при определенных условиях могут относиться также кремнистые и кероген-кремнистые, глинисто-кремнистые и кероген-глинисто-кремнистые, смешанные карбонатно-глинисто-кремнистые породы и фосфориты.

Выявленные типы пустотного пространства в ЕК относятся к микрокавернозно-поровому типу и пористости керогена. Являются вторичными, образованными на различных этапах литогенеза. Значимая пористость в керогене развивается на стадии катагенеза МК3-МК4. К трещинно-каверновому типу относятся пустоты карбонатного пласта КС.

В строении баженовского резервуара предложено выделять следующие элементы: ЕК и ТСК, являющиеся одновременно нефтематеринскими породами, и локальные флюидоупоры. Локальными флюидоупорами являются апорадиоляриевые карбонаты. Все остальные группы литотипов являются ТСК, но при определенных условиях могут стать ЕК. Все элементы резервуара являются нефтематеринскими.

Максимальный остаточный нефтегенерационный потенциал характерен для кероген-глинисто-кремнистых пород верхней части разрезов. Минимальный – для апорадиоляриевых карбонатов.

Доказана возможность технической реализации остаточного нефтегенерационного потенциала керогена в закрытой системе при гидротермальном воздействии на образцы БС при введении воды при температуре 300°C. Вода не является химическим реагентом процесса, а порода играет роль активатора и катализатора процесса. Получаемые углеводороды по своему составу отличаются от природной нефти и битумоидов.

Предложена и обоснована модель порового пространства пород БС и насыщающих его флюидов, учитывающая степень открытости и сообщаемости пор и подвижность УВС в поровом пространстве. Разработана методика оценки в БС объема подвижной нефти; объема УВС, сорбированных твердой фазой, и объема УВС, которые можно получить из керогена при его деструкции. В основе методики лежит совместный анализ петрофизических и геохимических параметров.

Свободная подвижная нефть в объеме динамической пористости является подвижными геологическими запасами нефти БС. Все остальные УВС, находящиеся в поровом пространстве, относятся к ресурсам. Это высвобождаемые УВС.

Оценку ресурсной базы нефти БС предлагается проводить по нескольким типам объемов:

Объем подвижной нефти. Этот тип включает запасы и ресурсы. К запасам предлагается отнести объем подвижной нефти, притоки которой получены в результате испытаний или опытной эксплуатации без специальных воздействий на пласт. К ресурсам первого типа будут относиться объемы подвижной нефти, дополнительные притоки которой получены из пластов технически стимулируемых коллекторов БС при ГТМ.

Объемы высвобождаемой нефти (ресурсы второго типа) – представляют собой сорбированные УВС и запечатанную ими свободную нефть. Потенциальное получение притоков такой нефти обосновано экспериментальными работами.

Объемы «синтетической» нефти (остаточный генерационный потенциал) – объемы нефти, которые можно получить при деструкции керогена – предлагается отнести к ресурсам третьего типа.

Выработаны принципы прогноза зон различной продуктивности БС на основании совместного анализа результатов разработки (накопленной добычи нефти и коэффициента удельной продуктивности) и геолого-геофизических характеристик пород. Учет продуктивности отложений БС по зонам позволяет проводить прогноз дифференциальной продуктивности и существенно повысить эффективность разработки БС. Зоны разной продуктивности предлагается использовать при подсчете запасов нефти БС.

Для проведения оценки ресурсного потенциала БС по предложенным типам объемов и выделения зон разной продуктивности разработаны требования к отбору колонок керна и к подготовке коллекции образцов. Для создания модели отложений БС и петрофизической системы интерпретации комплекса

ГИС предложена расширенная технология исследования колонок керна и коллекции образцов, обработки результатов отдельных методов исследования каменного материала и ОВ и совместной интерпретации материалов петрофизических, литологических, геохимических исследований.

Статьи в рецензируемых научных журналах из списка ВАК

1. Кадисов, Е.М. Применение спектрометрического гамма-каротажа для решения задач нефтепромысловой геофизики на примере девонских отложений Ромашкинского месторождения Татарстана. / Е.М.Кадисов, **Г.А.Калмыков**, Н.Л.Кашина // Геология нефти и газа. – 1994. – №7 – с.45-51
2. **Калмыков, Г.А.** Объектно-ориентированное петрофизическое обеспечение гамма-спектрометрического и нейтронных методов каротажа. / **Г.А.Калмыков**, В.В.Миллер, А.И.Спиридонов // Геоинформатика – 2001 – №3 – с.21-30.
3. Белохин, В.С.Методика обработки многоканального спектрометрического гамма-каротажа с использованием элементарных спектров. / В.С.Белохин,**Г.А.Калмыков**, М.Ю.Ревва // Каротажник – 2004 – № 10-11 – с. 205-210
4. **Калмыков, Г.А.** Определение текущей нефтенасыщенности методом ИННК. / **Г.А.Калмыков**, В.М. Теленков // Каротажник – 2004 – №12-13 – с.48-56
5. **Калмыков, Г.А.** Применение комплекса радиоактивных методов исследований скважин для оценки емкостных свойств терригенных коллекторов Западной Сибири (на примере пласта ПК19). / **Г.А.Калмыков**, К.В.Коротков, М.Ю.Ревва, В.М.Теленков// Геология нефти и газа. – 2005 – №1 – с.36-46.
6. Крупская, В.В. Влияние процессов образования аутигенных глинистых минералов терригенных пород на их коллекторские свойства (на примере пород Вартовского свода). / В.В.Крупская,**Г.А.Калмыков**, О.В.Хотылев, М.Ю.Ревва // Литология и полезные ископаемые – 2006 – №3 – с.250-257
7. Белохин, В.С. Технология определения коэффициента текущего нефтенасыщения терригенных коллекторов. / В.С.Белохин, Г.А.Калмыков, К.В.Коротков, Е.В.Решетов, Д.Г.Смирнов // Геоинформатика – 2006 – №3 – с.91-100
8. Корост, Д.В. Петрофизическое обеспечение интерпретации комплекса геофизических исследований скважин на базе спектрометрического гамма-каротажа. / Д.В.Корост, **Г.А.Калмыков**, Е.В.Решетов, В.С.Белохин // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2009 – №2 – с.68-74

9. Зубарев, А.П. Замена стационарного нейтронного каротажа на импульсный при измерении коэффициента газонасыщенности коллекторов ПХГ. / А.П.Зубарев, А.Г.Амурский, В.С.Белохин, **Г.А.Калмыков**, Е.О.Семенов // Газовая промышленность – 2009 – №5 – с52-55
10. Хамидуллин, Р.А.Исследование изменения параметра пористости при переходе от лабораторных условий к пластовым. / Р.А.Хамидуллин, **Г.А.Калмыков**, Д.В.Корост, Д.А.Асташкин // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2009 – №3 – с.55-58
11. **Калмыков, Г.А.** Об особенностях распределения радиоактивности в породах баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода Западной Сибири. **Калмыков Г.А.**, Балущкина Н.С., Алешин А.П., Глебочева Н.К.// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2009 – №1 – с.38-46
12. Коротков, К.В.Комплексы и технологии проведения каротажа на буровом инструменте в условиях Западной Сибири. / К.В.Коротков, **Г.А.Калмыков**, В.С.Белохин // Каротажник – 2009 – №9 – с.291-311.
13. Корост, Д.В. Применение компьютерной микротомографии для изучения строения терригенных коллекторов. / Д.В.Корост, **Г.А.Калмыков**, В.О.Япаскурт, М.К.Иванов // Геология нефти и газа – 2010 – № 2 – с.36-42.
14. Афанасьев, И.С. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы. / И.С.Афанасьев, Е.В.Гаврилова, Е.М.Бирун, **Г.А.Калмыков**, Н.С.Балущкина // «Научно-технический вестник ОАО«НК«Роснефть»- 2010. №4 - с.20-25.
15. **Калмыков Г.А.**Оценка насыщенности по методике Леверетта / **Г.А.Калмыков**, А.Ф.Гималтдинова, Г.Г.Топунова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2011 – №4 – с71-74.
16. Успенская, Л.А. Влияние локальных источников сноа на формирование верхне-среднеюрских отложений Урненско-Усановской зоны (Тюменская область). / Л.А.Успенская, Н.В.Попова, **Г.А.Калмыков**, А.Г.Дубок // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2012 – №5 – с35-40.
17. **Калмыков, Г.А.** Оценка ожидаемого характера притока при вскрытии пласта АВ1 по данным комплекса ГИС на базе С/О-каротажа. / **Г.А.Калмыков**, К.В.Коротков, Е.Н.Ямпольская, Г.А.Акопян, В.С.Белохин // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2012 – №4 – с.49-53
18. Успенская, Л.А. Учет литологического состава при оценке проницаемости по параметрам волны Стоунли. / Л.А.Успенская, **Г.А.Калмыков**, А.А.Беломестных // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2012 – №3 – с61-66.

19. Балущкина, Н.С. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти из них. / Н.С.Балущкина, **Г.А.Калмыков**, Т.А.Кирюхина, Н.И.Коробова, Д.В.Корост, Е.В.Соболева, А.В.Ступакова, Н.П.Фадеева, Р.А.Хамидуллин, Т.А.Шарданова // Геология нефти и газа–2013–№3–с.48-61.
20. Хамидуллин, Р.А. Фильтрационно-емкостные свойства пород баженовской свиты. / Р.А.Хамидуллин, **Г.А.Калмыков**, Д.В.Корост, Н.С.Балущкина, А.И.Бакай // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2013 – №5 – с.57-64.
21. Петракова, Н.Н. Литолого фациальная характеристика верхнеюрских отложений Етыпуровского мезовала. / Н.Н.Петракова, **Г.А.Калмыков**, Н.И.Коробова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2013 – №3 – с.62-67.
22. Балущкина, Н.С. Кремнистые коллекторы баженовского горизонта Средне-Назымского месторождения и структура их пустотного пространства. / Н.С.Балущкина,**Г.А.Калмыков**, В.С.Белохин, Р.А.Хамидуллин, Д.В.Корост // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2014 – №2 – с.35-43.
23. Лазеев, А.Н. Основные проблемы изучения отложений баженовской свиты. / А.Н.Лазеев, А.С.Кашик, С.И.Билибин, Л.В.Валова, **Г.А.Калмыков**, С.И.Бачин, Т.Ф.Дьяконова, Т.Г.Исакова, Е.А.Юканова // Геофизика – 2015 – №3 – с.2-4
24. Билибин, С.И. Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты. / С.И.Билибин, **Г.А.Калмыков**, Д.И.Ганичев, Н.С.Балущкина // Геофизика– 2015 –№ 3– с.5-14.
25. Козлова, Е.В. Формы нахождения углеводородов в породах баженовской свиты. / Е.В.Козлова, **Г.А.Калмыков**, Д.И.Ганичев, Н.С. Балущкина // Геофизика– 2015 –№ 3– с.15-22.
26. **Калмыков, Г.А.** Настройка петрофизической модели по отложениям баженовской свиты по скважинам с расширенным комплексом ГИС. / **Г.А.Калмыков**, Т.Ф.Дьяконова, Т.Г.Исакова, Е.А.Юканова, Д.И.Ганичев// Геофизика– 2015 –№ 3– с.28-36.
27. Билибин, С. И. Алгоритмы определения подсчетных параметров и методика оценки подвижных запасов V1 и ресурсов V2 и V3 баженовской свиты по Салымской группе месторождений / С. И. Билибин, Л. В. Валова, Т. Ф. Дьяконова, Т. Г. Исакова, Е. А. Юканова, Ю. В. Полякова, **Г. А.Калмыков** // Геофизика. – 2015. - № 3. - с. 37-50.
28. Билибин, С.И. Геолого-геофизические критерии выделения зон разной продуктивности баженовской свиты на примере Салымской группы месторождений. / С.И.Билибин,**Г.А.Калмыков**, А.В.Вовк, Т.Ф.Дьяконова, Д.И.Ганичев, Т.Г.Исакова, Е.А.Юканова // Геофизика– 2015 –№ 3– с.51-58.

29. Билибин, С.И. Принципы построения геологической модели пород баженовской свиты на основе геолого-геофизических трендов. / С.И.Билибин, А.С.Кашик, Л.В.Валова, А.В.Вовк, **Г.А.Калмыков**, Т.Ф.Дьяконова, Т.Г.Исакова, Е.А.Юканова // Геофизика– 2015 –№3– с.59-65
30. Билибин, С. И. Алгоритмы определения подсчетных параметров отложений баженовской свиты по Салымской группе месторождений. / С.И.Билибин, Т.Ф.Дьяконова, Т.Г.Исакова, Е.А.Юканова, **Г.А.Калмыков**, Л.В.Валова, Д.И.Ганичев // Научно-технический вестник ОАО "НК "РОСНЕФТЬ" – 2015 – № 39 – с. 9-17.
31. Фадеева, Н.П. Генерационный потенциал пород доманиковой формации Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. /Н.П.Фадеева, Е.В.Козлова, Е.Н.Полудеткина, Т.А.Шарданова, Н.В.Пронина, А.В.Ступакова, **Г.А.Калмыков**, А.Н.Хомяк// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2015 – №6 –с.44-52.
32. Васильев, А.Л. Исследования морфологии пустотного пространства керогенабаженовской свиты. / А.Л.Васильев, Е.Б.Пичкур, А.А.Михуткин, М.Ю.Спасеных, Н.Н.Богданович, Н.С.Балушкина, **Г.А.Калмыков** // Нефтяное хозяйство – 2015 – №10 – с.28-31
33. Попов, Е.Ю. Тепловые свойства пород баженовской свиты. / Е.Ю.Попов, Ю.А.Попов, М.Ю.Спасеных, **Г.А.Калмыков**, В.П.Стенин // Нефтяное хозяйство – 2015 – №10 – с.32-37.
34. **Калмыков, Г.А.** Пустотное пространство пород баженовской свиты и насыщающие его флюиды. /**Г.А.Калмыков**, Н.С.Балушкина, В.С.Белохин, С.И.Билибин, Т.Ф.Дьяконова, Т.Г.Исакова// Недропользование-XXI век– 2015 – №1 – с.64-71
35. Панченко, И.В. Комплексы палеобиоты в абалакско-баженовских отложениях центральной части Западной Сибири. / И.В.Панченко, Н.С.Балушкина, Е.Ю.Барабошкин, В.С.Вишневская, **Г.А.Калмыков**, О.В.Шурекова // Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2015 – т.10 – №2 – с.1-29
36. Билибин, С.И. К оценке запасов и ресурсов сланцевой нефти. / С.И.Билибин, **Г.А.Калмыков**, Н.С.Балушкина, А.Г.Былевский, Е.А.Юканова, С.И.Бачин, Л.Н.Валова // Недропользование XXI век – 2015 – №1 (51) – с.34-45.
37. Ступакова, А.В. К оценке ресурсов и запасов сланцевой нефти. /А.В.Ступакова, **Г.А.Калмыков**, Н.П.Фадеева, Н.С.Балушкина, А.Х.Богомолов, Т.А.Кирюхина, Н.И.Коробова, В.В.Мальцев, Н.В.Пронина, Р.С.Сауткин, А.А.Суслова, Т.А.Шарданова// Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2015 – №3 – с.3-10
38. Ступакова, А.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. / А.В.Ступакова, Н.П.Фадеева,**Г.А.Калмыков**, А.Х.Богомолов, Т.А.Кирюхина, Н.И.Коробова, Т.А.Шарданова, А.А.Суслова, Р.С.Сауткин, Е.Н.Полудеткина, Е.В.Козлова, Д.В.Митронов, Ф.В.Коркоц // Георесурсы – 2015 – т.61 – №2 – с.77-86

39. Козлова, Е.В. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогенонасыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь). / Е.В.Козлова, Н.П.Фадеева, **Г.А.Калмыков**, Н.С.Балушкина, Н.В.Пронина, Е.Н.Полудеткина, О.В.Костенко, А.Ю.Юрченко, Р.С.Борисов, А.Ю.Бычков, А.Г.Калмыков, Р.А.Хамидуллин, Е.Д.Стрельцова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2015 – № 5 – с. 44-53
40. Коробова, Н.И. Основные типы разрезов нефтеносной баженовской свиты на северо-востоке Сургутского свода. / Н.И.Коробова, О.М.Макарова, **Г.А.Калмыков**, Н.Н.Петракова, А.Ю.Юрченко, В.Ф.Шарафутдинов, С.Р.Корост, В.В.Калабин // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2015 – №5 – с.54-61
41. Юрченко, А.Ю. Строение и генезис известняков на границе абалакской и баженовской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна. / А.Ю.Юрченко, Н.С.Балушкина, **Г.А.Калмыков**, Р.А.Хамидуллин, Н.И.Коробова, В.Н.Блинова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2015 – №5 – с.62-68
42. Балушкина, Н.С. Структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород баженовской и абалакской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна / Н.С.Балушкина, **Г.А.Калмыков**, Н.И.Коробова, Т.А.Шарданова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2015 – №5 – с.69-77
43. Гатовский, Ю.А. Новые данные по биостратиграфии и фаціальным типам разрезов доманиковых отложений (верхний девон) Волго-Уральского бассейна. / Ю.А.Гатовский, А.В.Ступакова, **Г.А.Калмыков**, Н.И.Коробова, А.А.Суслова, Р.С.Сауткин, Д.Г.Калмыков // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2015 – №5 – с.86-99
44. Юрченко, А.Ю. Условия образования жильного кальцита в карбонатных породах в кровле абалакской и георгиевской свит в центральной части Западно-Сибирского бассейна. / А.Ю.Юрченко, Н.С.Балушкина, **Г.А.Калмыков**, Т.А.Шарданова, А.Ю.Бычков, В.Ю.Прокофьев // Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть – 2015 – № 4 – с. 22-26
45. Балушкина, Н.С. Условия образования и нефтенасыщенность карбонатных пород баженовской и абалакской свит. / Н.С.Балушкина, А.Ю.Юрченко, **Г.А.Калмыков**, Н.И.Коробова, Н.Н.Петракова, И.А.Бугаев // Нефтяное хозяйство – 2016 – №1 – с.32-35
46. Калмыков, А.Г. Фосфатсодержащие прослои баженовской свиты как возможный коллектор. / А.Г.Калмыков, Е.А.Мануилова, **Г.А.Калмыков**, В.С.Белохин, Н.И.Коробова, О.М.Макарова, Е.В.Козлова, Р.А.Хамидуллин, В.А.Шишков, А.Г.Иванова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2016 в печати
47. Бычков, А.Ю. Экспериментальные исследования получения углеводородных флюидов из пород баженовской свиты при гидротермальном воздействии. / А.Ю.Бычков,

Г.А.Калмыков, И.А.Бугаев, А.Г.Калмыков, Е.В.Козлова // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология – 2015 – №4 – с.34-39.

48. Ступакова, А.В. Резервуары нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. / А.В.Ступакова, **Г.А.Калмыков**, Н.И.Коробова, А.А.Суслова, Н.П.Фадеева, С.И.Савченко, О.М.Тимошенко // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» – 2016 – №2 – с.2-8

49. Юрченко, А.Ю. Природа рассеянного и конкреционного пирита в верхах абалакской свиты Салымского месторождения Западной Сибири. / А.Ю.Юрченко, Н.Такахата, К.Танака, Ю.Сано, Н.С.Балушкина, **Г.А.Калмыков** //Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, 2016 в печати

Результаты интеллектуальной деятельности

1. **Калмыков, Г.А.** Патент №2149428 от 14.10.1999 «Способ определения содержания отдельных минералов или компонент в горных породах».

2. **Калмыков Г.А.** Патент РФ № 2330311 от 27.07.2008 «Способ выделения продуктивных коллекторов и определения их пористости в отложениях баженовской свиты»

3. Патент на изобретение «Способ определения коэффициента нефтегазонасыщенности по комплексу ГИС на основании импульсных нейтронных методов каротажа». Авторы Белохин В.С., **Калмыков Г.А.**, Кашина Н.Л. Заявка № 2012112213/28(034389) Приоритет 01.06.2012.

4. Патент на изобретение № 2505676 «Способ определения коэффициента обводненности и состава притока нефтяной скважины» Авторы Белохин В.С., **Калмыков Г.А.**, Кашина Н.Л.Приоритет 06.04.2012.

5. Белохин В.С., **Калмыков Г.А** Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009611480. «Программный комплекс определения минерального состава пород «МинАн», Дата поступления 3 февраля 2009 г. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 17 марта 2009