

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального
директора – директор филиала
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени


С. Л. Кузнецов

« 10 »  2020 г.

ОТЗЫВ

ведущей организации – Филиала общества с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени на диссертационную работу Родивилова Данила Борисовича на тему «Обоснование литолого-петрофизической характеристики и фазового состояния залежей сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения)», представленную на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых.

1. Актуальность темы выполненной работы

Актуальность работы обусловлена современной необходимостью вовлечения трудноизвлекаемых запасов природного газа для развития топливно-энергетического комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Согласно опубликованным данным недропользователей, ряд старейших месторождений сеноманского газа сегодня находятся на стадии падающей добычи или близки к полной выработке запасов. В связи с этим, для поддержания добычи требуется вовлечение новых объектов, одним из которых, потенциально, может стать сенонский газоносный комплекс, представленный кремнисто-глистными отложениями.

Современное состояние геологической изученности газонасыщенных силицитовых надсеноманского возраста (их состав, структура и фильтрационно-емкостные свойства) изучены недостаточно, чтобы в полной мере оценить геологические запасы углеводородов залежей такого типа.

Для решения этой задачи ведутся активные геологоразведочные работы по изучению одного из наиболее перспективных объектов – нижнеберезовской подсвиты на Медвежьем нефтегазоконденсатном месторождении. В настоящий момент пробурено шесть поисково-оценочных скважин, проведен широкий комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) и геолого-технологических исследований (ГТИ), отобран и изучен изолированный керн.

Диссертационная работа Д.Б. Родивилова направлена на обобщение и систематизацию этих современных данных, что определяет ее несомненную актуальность.

2. Структура и содержание работы

Диссертация четко структурирована и состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 156 страницах. Работа иллюстрирована 52 рисунками и содержит 10 таблиц. Список использованной литературы насчитывает 133 наименования. Работа написана профессиональным понятным языком, насыщена состоятельным фактическим и литературным материалом.

Во введении обоснована актуальность работы, описаны цели, задачи, методы исследования, а также степень разработанности выбранной темы.

В первой главе «Краткая геологическая характеристика объекта исследований» на примере Медвежьего месторождения приведены общие сведения об объекте исследований – кремнисто-глинистых отложениях нижней подсвиты березовской свиты сенонского надъяруса верхнего отдела меловой системы.

Описано развитие геологоразведочных работ, направленных на изучение перспектив сенонского газоносного комплекса. Представлено краткое описание, разработанных ранее А.А. Неждановым и А.С. Пережогиним, методических решений по поиску и оценке ресурсного потенциала сенонских залежей на основе анализа сейсморазведочных данных.

Приведены основные результаты сенонского проекта геологоразведочных работ на Медвежьем месторождении, в рамках которого в период с 2012 года по настоящее время пробурено шесть новых поисково-оценочных скважин. Проведен критический анализ полноты и информативности комплекса ГИС.

Во второй главе «Литолого-петрофизическая характеристика кремнисто-глинистых пород и выявление закономерностей пространственного распространения литотипов» рассматривается общая литологическая характеристика силицитов, которые классифицируются, согласно устоявшемуся определению, как опоки глинистые. Представлены результаты исследований А.А. Дорошенко и Я.О. Карымовой, впервые описавших два основных типа глинистых опок: с кварцевым составом кремнистой матрицы и комбинированным, включающим, помимо кварца, аморфную опал-кристобалит-тридимитовую фазу (ОКТ-фазу) кремнезема.

Далее проведен анализ новой литолого-петрофизической информации, который позволил детализировать существующую классификацию и обосновать необходимость разделения существующих двух литотипов на четыре. Критериями дифференциации литотипов служат граничные значения содержания ОКТ-фазы кремнезема и глинистых минералов. Литотипы также уверенно идентифицируются по данным ГИС (методы ГК-П, НК, ГК и АК).

Вторая часть главы посвящена разработке алгоритма детальной корреляции разрезов скважин по данным ГИС, с привлечением результатов лабораторного изучения керн, и детализированной литологической типизации. Алгоритм состоит из последовательности следующих трех основных операций:

1. Выделение в разрезе базовой скважины корреляционных интервалов различного уровня (слои, пачки, стратиграфические реперы);

2. Парное сопоставление и корреляция реперов относительно базовой скважины;

3. Использование информации по литолого-петрофизическому изучению керна, с последующей идентификацией литотипов и границ их распространения.

Разработанный алгоритм позволил скорректировать границы ранее выделенных пластов. В частности, смещено положение границы между пластами НБ1 и НБ2 в скважине 4С на 11 м ниже. По всему разрезу месторождения сокращена толщина пласта НБ2 за счет выделения в его подошве дополнительного пласта НБ3, представленного более глинистой разностью литотипа ЛТ2-2.

В третьей главе «Петрофизическое обеспечение интерпретации материалов ГИС для целей подсчета запасов газа» отмечаются проблемы выделения пород-коллекторов в интервале нижней подсвиты березовской свиты (НПБС) в условиях отсутствия зоны проникновения промывочной жидкости, рассмотрена возможность реализации статистического и корреляционного способов определения косвенных количественных критериев выделения коллекторов.

В связи с тем, что традиционные подходы по оценке граничных значений петрофизических параметров являются неэффективными для условий кремнисто-глинистых коллекторов сенона, для их выделения в главе обосновано применение граничного значения эффективной пористости, равное 0,06 д. ед. (0,047 д. ед. в пластовых условиях). Данное значение является максимальным для «явных» неколлекторов: глинистого литотипа ЛТ2-2 (пласт НБ3), глинистых толщ кузнецовской свиты и верхнеберезовской подсвиты.

Вторая часть главы посвящена разработке петрофизического обеспечения количественной интерпретации данных ГИС для целей подсчета запасов сенонского газа. Представлена разработка петрофизической основы оценки коэффициента пористости по данным методов ГГК-П (зависимость типа «керна-керна»), по данным АК («керна-ГИС»). Также рассмотрены проблемы оценки коэффициента пористости по данным метода ЯМК и представлена корректировочная зависимость.

Далее в главе приведен обзор методик определения коэффициента газонасыщенности пород-коллекторов сенонского возраста и анализ проблем их применения. Для решения задачи предложено применение методики, основанной на сопоставлении удельного электрического сопротивления (УЭС) с объемной влажностью (водонасыщенностью) пород. Разработанные автором зависимости УЭС пород от коэффициента объемной водонасыщенности учитывают литологическую типизацию кремнисто-глинистых пород.

Четвертая глава «Модель фазового состояния сенонской залежи» посвящена вопросу обоснования наличия газовых гидратов в интервале сенонской залежи Медвежьего месторождения. Рассмотрены результаты работ А.В. Ильина (2012 г.) утверждающего, что сенонская залежь находится в зоне

гидратообразования по всей своей высоте. Также рассмотрена противоположная точка зрения А.С. Пережогина (2017 г.), основанная на анализе новых данных по испытанию скважин и заключающаяся в выводе о том, что термобарические условия в интервале НПБС не соответствуют зоне метастабильного состояния газогидратов.

Анализ новой геолого-промысловой информации позволяет автору урегулировать научное разногласие, путем идентификации зоны гидратообразования по комплексу геолого-геофизических признаков:

1. Анализ упруго-прочностных свойств разреза НПБС по данным каротажа скважин отмечает аномально высокую акустическую проводимость пород в верхней части залежи (пласты НБ0 и НБ1) относительно нижележащего (явно газонасыщенного) пласта НБ2. При этом ультразвуковые исследования водонасыщенного керна не выявили разницы акустических характеристик глинистых опок различного минерального состава. Следовательно, аномалия, наблюдаемая в скважинных условиях, связана исключительно с поровой компонентой коллекторов, а именно газовыми гидратами – кристаллическими веществами с акустическими свойствами, как у твердых тел.

2. Результаты газового каротажа по всем скважинам сенонского проекта в интервале пластов НБ1 и НБ0 имеют практически фоновый уровень. Исключением является скважина 4С, при строительстве которой как в пилотном, так и горизонтальном стволах зафиксированы интенсивные аномалии газового каротажа. Как оказалось, 4С – это единственная скважина проекта, пробуренная в зимний период с температурой бурового раствора, достигающей при подаче 44°C. Прочие скважины пробурены при температуре раствора менее 16 °С. Таким образом обоснована взаимосвязь температурного режима бурения и интенсивности газопроявлений в пластах НБ1 и НБ0, что является прямым доказательством существования газогидратов.

3. Результаты газохимических исследований герметизированных проб бурового раствора и образцов керна находятся в инверсии относительно границы пластов НБ1 и НБ2. Это свидетельствует о том, что газовые гидраты блокируют пустотное пространство коллекторов и не позволяют газу попасть в буровой раствор из интервала пласта НБ1. При отборе керна гидраты остаются стабильными, позже в герметизированных контейнерах они разлагаются и обеспечивают высокие газопоказания образцов в лабораторных условиях. Для пласта НБ2 характерна обратная ситуация – газ беспрепятственно попадает в буровой раствор, обеспечивая высокие показания по пробам (аналогично показаниям газового каротажа). Также свободно газ выделяется из породы при отборе керна, проявляясь низкими газопоказаниями при лабораторном анализе.

Итогом научных поисков является авторская модель фазового состояния сенонской залежи. Согласно данной модели, в пределах НПБС Медвежьего месторождения существуют два зональных интервала с различным фазовым состоянием углеводородов. Первый – газогидратный располагается в верхней части залежи, в границах пластов НБ0 и НБ1, второй – газонасыщенный располагается в нижней части, в пределах пласта НБ2. Границы интервалов автор предлагает идентифицировать по комплексу методов АК и ЯМК.

В заключении представлены основные результаты решения поставленных задач.

Анализ содержания диссертации позволяет прийти к выводу о том, что рассматриваемая работа представляет собой комплексное исследование со значительным вкладом автора.

3. Степень обоснованности и научная новизна основных положений, выводов и рекомендаций

Достоверность обоснования литолого-петрофизической характеристики пород сенонского возраста для целей петрофизического моделирования предопределяется большим объемом стандартных и специальных методов лабораторного изучения керна шести поисково-оценочных скважин Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения.

Детализация литотипов кремнисто-глинистых пород подтверждается дифференциацией показаний различных методов ГИС по литологическому критерию. Выполненная в диссертационной работе детальная корреляция литотипов базируется на законах седиментологии.

Степень обоснованности разработанной модели фазового состояния сенонской залежи определяется большим объемом проверяемых промысловых и лабораторных данных: ГИС-ГТИ, результаты газохимических исследований герметизированных проб бурового раствора и керна.

Научная новизна диссертационной работы Д.Б. Родивилова заключается в следующем:

1. Уточнено геологическое строение НПБС Медвежьего месторождения посредством корреляции литотипов кремнисто-глинистых пород, детализация которых обоснована по результатам комплексного литолого-петрофизического изучения керна.

2. Впервые на основе результатов лабораторного изучения изолированного керна сенонских газоносных отложений севера Западной Сибири разработано петрофизическое обеспечение интерпретации материалов ГИС, учитывающее литолого-петрофизическую типизацию кремнисто-глинистых пород НПБС.

3. Разработана модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения, согласно которой формирование зонального интервала гидратообразования в верхней части НПБС обусловлено особенностями структуры пустотного пространства кремнисто-глинистых пород, содержащих опал-кристаллит-тридимитовую фазу (ОКТ-фазу) кремнезема.

4. Личный вклад

Лично Д.Б. Родивиловым обоснованы следующие научные положения:

1. Алгоритм детальной корреляции разрезов скважин по данным ГИС, с привлечением результатов литолого-петрофизических исследований керна позволяет выявлять закономерности пространственного распределения литотипов, повышая достоверность геологических моделей сенонских залежей посредством обоснования границ пластов в интервале кремнисто-глинистых отложений нижеберезовской подсвиты.

2. Детализированная литологическая типизация кремнисто-глинистых пород НПБС позволяет дифференцировать результаты лабораторных исследований керн, повышая достоверность петрофизического обеспечения интерпретации материалов ГИС, разработанного для целей подсчета запасов сенонского газа.

3. Модель фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения позволяет определять по данным ГИС границы зональных интервалов с различным фазовым состоянием углеводородов.

5. Практическая значимость работы

Практическая значимость диссертационной работы заключается в следующем:

1. Разработанная схема детальной корреляции отложений НПБС позволила уточнить геологическую модель сенонской газовой залежи Медвежьего месторождения, на основе которой оптимизировано проектирование геологоразведочных работ, направленных на бурение и испытание скважин.

2. Разработанное петрофизическое обеспечение интерпретации данных ГИС, учитывающее литологическую типизацию кремнисто-глинистых пород, послужило основой для создания методики подсчета запасов углеводородов в породах-коллекторах сенона в пределах Надым-Пур-Тазовского региона ЯНАО. Петрофизические зависимости рекомендованы для подсчетов запасов свободного газа сенонской залежи Медвежьего месторождения, согласно протоколу №8 заседания экспертно-технического совета Федерального бюджетного учреждения «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ФБУ «ГКЗ») от 02.09.2019.

3. Результаты комплексной интерпретации данных ГИС по вертикальным (пилотным) стволам скважин 5С и 6С Медвежьего месторождения применялись при проектировании и бурении боковых горизонтальных (эксплуатационных) стволов этих скважин. Также эта информация использована для разработки дизайна многостадийного гидроразрыва пласта, при реализации которого из отложений НПБС получены промышленные притоки газа.

4. Установленные особенности фазового состояния сенонской залежи Медвежьего месторождения, а именно наличие в ее верхней части зонального интервала гидратообразования, необходимо учитывать при проектировании геологоразведочных работ и освоении всего сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири. Кроме того, исследование освещает возможные перспективы извлечения углеводородов из газовых гидратов, которое станет возможным при создании искусственной гидродинамической связи между пластами.

6. Апробация работы и публикации

Результаты и основные положения работы докладывались и обсуждались на научно-практических конференциях различного уровня. По материалам диссертации опубликовано 14 научных работ в том числе 5 работ в изданиях, рекомендованных ВАК РФ. Публикации отражают содержание диссертационной работы.

7. Общие замечания по диссертационной работе Д.Б. Родивилова

1. Предлагаемая диссертантом модель образования и автоконсервации метангидратов представляется весьма спорной с общей геологической и физической точек зрения. Однако эта модель не является защищаемым положением, поэтому может быть предметом исследования в другой работе или перспективным направлением.

2. Автором не в полной мере представлен анализ информативности специальных методов ГИС и перспектив их комплексирования для решения задач выделения коллекторов, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и насыщения, а также обоснования фазового состояния углеводородов.

3. В диссертационной работе не проведена оценка достоверности исследований керна (стандартных ФЕС и сохраненной водонасыщенности) для изучаемых терригенных отложений с наличием набухающих минералов в составе цемента.

4. Для решения поставленных задач автор использует данные керна сенонских газоносных отложений севера Западной Сибири в скважинах, пробуренных на растворе на углеводородной основе (РУО). При этом в докладе происходит подмена понятий отбора изолированного керна и отбора керна в скважинах, заполненных раствором на РУО. Предлагаем автору скорректировать формулировки при защите диссертации.

Указанные недостатки не затрагивают проблематики по научной новизне и защищаемым положениям и носят рекомендательный характер.

8. Заключение

Кандидатская диссертация Родивилова Данила Борисовича является законченной научной работой, основанной на достаточном числе исходных данных, полученные автором результаты достоверны, выводы и рекомендации обоснованы.

Автореферат соответствует основному содержанию диссертации.

Диссертационная работа Родивилова Данила Борисовича «Обоснование литолого-петрофизической характеристики и фазового состояния залежей сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения)», представленная на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.10 - Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых, является научно-квалификационной работой, в которой изложены научно-обоснованные технические и технологические разработки, имеющие существенное значение для нефтегазовой геологии.

Диссертационная работа отвечает требованиям, предъявленным ВАК РФ к кандидатским диссертациям в соответствии с п. 9 (постановление Правительства РФ от 24 сентября 2013 года № 842) «Положения о присуждении ученых степеней», и ее автор Родивилов Данил Борисович заслуживает присуждения ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 25.00.10 - Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых.

Отзыв обсужден и принят на расширенном заседании Отдела промыслово-геофизического сопровождения сейсмических проектов и геологоразведочных работ Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, одобрен в качестве официального отзыва ведущей организации. На заседании присутствовали 20 человек, из них с учеными степенями 8 - человек (выписка из протокола заседания № 1 от 09 декабря 2020 г.).

Даем согласие на включение своих персональных данных в документы, связанные с работой диссертационного совета и их дальнейшую обработку.

Начальник Отдела промыслово-геофизического сопровождения сейсмических проектов и геологоразведочных работ, к.г.-м.н


Е.А. Черепанов

Главный специалист Проектного офиса по освоению Имилорско-Восточного участка недр, к.г.-м.н


Н.В. Гильманова

Подписи Е.А. Черепанова и Н.В. Гильмановой удостоверяю

Начальник отдела по управлению персоналом



Н.В. Фошкова
10.12.2020

Контактная информация:

Черепанов Евгений Александрович

Ученая степень: кандидат геолого-минералогических наук по специальности 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых;

Должность: Начальник отдела промыслово-геофизического сопровождения сейсмических проектов и геологоразведочных работ.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.

625000, г. Тюмень, ул. Республики, 143а, телефон +7-912-389-00-37;

e-mail: CherepanovEA@tmn.lukoil.com

Гильманова Наталья Вячеславовна

Ученая степень: кандидат геолого-минералогических наук по специальности 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых;

Должность: Главный специалист проектного офиса по освоению Имилорско-Восточного участка недр.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени.

625000, г. Тюмень, ул. Республики, 143а, телефон +7-908-873-64-09;

e-mail: GilmanovaNV@tmn.lukoil.com