

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный университет»

На правах рукописи



Загоровский Юрий Алексеевич

**РОЛЬ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ОБРАЗОВАНИИ И
РАЗМЕЩЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ
СИБИРИ**

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

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор геолого-минералогических наук,
Нежданов Алексей Алексеевич

Тюмень, 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ РОЛИ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ОБРАЗОВАНИИ И РАЗМЕЩЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	9
2. КАРТИРОВАНИЕ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ СТРУКТУР ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ	25
2.1. Типы флюидодинамических структур	25
2.2. Аномальные кольцевые зоны	27
2.2.1. Характерные особенности АКЗ	28
2.2.2. Геологическая природа падения скоростей сейсмических волн в АКЗ ..	32
2.2.3. Распространение АКЗ	39
2.3. Газовые пузыри	43
2.4. Следы естественного флюидоразрыва пород	49
2.5. Объемно-плоскостные трещинные и разломные зоны	56
2.6. Выраженность флюидодинамических структур в геохимическом поле	61
2.7. Связь миграции газов с тепловым полем Западной Сибири	68
3. ПОЛЕ ФЛЮИДАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	73
3.1. История изучения поля флюидальных давлений в нефтегазоносных бассейнах мира и в Западной Сибири.....	73
3.1.1. Методы прогноза аномально высоких флюидальных давлений	74
3.1.2. История изучения поля флюидальных давлений Западно-Сибирского осадочного бассейна	78
3.2. Достоверность замеров, расчетов пластовых, расчетов поровых давлений .	86
3.2.1. Прямые замеры и расчеты пластовых давлений	86
3.2.2. Достоверность прогноза АВПоД и АВПД по данным ГИС	93
3.2.3. Прогноз флюидальных давлений по данным сейсморазведки МОГТ 3D	95
3.3. Закономерности изменения АВПоД, АВПД в Западной Сибири.....	106
3.3.1. Глубокие горизонты осадочного чехла.....	106
3.3.2. Кровля тюменской свиты и ачимовская толща северных и арктических районов Западной Сибири	109
3.3.3. Верхняя зона АВПоД	124
3.3.4. Аномально высокие флюидальные давления за пределами северной зоны АВПД	127
4. СВЯЗЬ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	130
4.1. Связь газоносности и аномально высоких флюидальных давлений с тектоническим строением Западной Сибири.....	130
4.2. Связь АВПД с дебитами УВ как степень неоднородности АВПД.....	152
4.3. Масштабы газо- и нефтеносности зоны АВПД	159
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	172
ЛИТЕРАТУРА	176

ВВЕДЕНИЕ

Флюидодинамические процессы - миграция (движение) флюидов (газов и жидкостей различного химического состава). Несмотря на то, что возможность процессов миграции флюидов в пустотном пространстве горных пород в современности и в геологическом прошлом признаётся подавляющим большинством геологов, о роли этих процессов в образовании и размещении залежей углеводородов (УВ) существуют различные, порою прямо противоположные мнения, в том числе и в среде авторитетных ученых. Проблема роли миграции флюидов в образовании и размещении залежей УВ обусловлена тем, что молекулы УВ, воды, углекислого газа и многих других веществ в принципе могут иметь различный генезис, в отличие от, например, гелия и водорода, имеющего исключительно мантийное происхождение и огромную мигрантоспособность. Большинство исследователей геологии нефти и газа наиболее значительная роль в образовании, разрушении и размещении залежей нефти, газа и конденсата отводится миграции именно углеводородных флюидов, состав и свойства которых, впрочем, некоторыми исследователями полагаются отличным от состава и свойств нефти и газа в залежах. Некоторые исследователи отводят значительную роль в образовании залежей нефти и газа водороду и другим веществам. Дискуссионными являются вопросы влияния миграции вод (в том числе, ювенильных) на формирование состава подземной гидросферы. В качестве свидетельств миграции УВ обычно приводятся: высачивание УВ газов через многокилометровую толщу горных пород, фиксируемое поверхностными геохимическими съемками; залегание нефти и газа в породах, не способных к нефте- и газообразованию; существование в нефтегазоносных бассейнах аномально высокого пластового давления (АВПД) в породах, прошедших стадию уплотнения сотни миллионов лет назад; связь расположения многозалежных месторождений УВ с тектонически активными зонами (системы разломов, сдвигов, новообразованные поднятия). Обнаружены сейсморазведочные свидетельства струйной миграции углеводородных газов через покрывки – кинематические

аномалии сейсмической записи, связанные с газонасыщением и АВПД. Эти и другие особенности характерны для северных и арктических районов Западной Сибири (ЗС), и в том числе для лицензионных участков (ЛУ) ПАО «Газпром», на которых добывается большая часть российского газа. **Актуальность темы диссертации** продиктована важностью изучения влияния флюидодинамических процессов на формирование, размещение и геологическое строение залежей УВ в северных и арктических районах ЗС.

Цель работы заключается в изучении роли флюидодинамических процессов в формировании и размещении залежей УВ на севере ЗС.

Основные задачи исследований:

- изучение флюидодинамических аномалий сейсмической записи, их связи с нефтегазоносностью и АВПД;
- изучение связи АВПД глубоких горизонтов севера ЗС с геологическим строением бассейна и нефтегазоносностью;
- построение региональных карт АВПД по глубоким горизонтам северной части ЗС.

Объектом исследования являются недра ЛУ ПАО «Газпром», расположенных на севере ЗС (территория Ямало-Ненецкого автономного округа – ЯНАО), и сопредельных территорий.

Фактический материал, использованный для работы, включает первичную геологическую и геофизическую информацию, акты испытания скважин, результаты геофизических исследований скважин (ГИС), материалы сейсморазведки 2D и 3D. Проанализированы материалы бурения и испытания 349 поисково-разведочных скважин, вскрывших отложения ачимовской толщи и тюменской свиты на ЛУ ПАО «Газпром» в ЯНАО и на сопредельных территориях, опубликованные и фондовые работы о результатах изучения геологического строения, нефтегазоносности, проблемы АВПД в ЗС и других бассейнах.

Методы исследования включали анализ и обобщение материалов бурения и испытания скважин, прогноз флюидальных давлений на основе данных ГИС и вертикального сейсмического профилирования (ВСП), сейсмостратиграфическую

и флюидодинамическую интерпретацию материалов сейсморазведки методом отраженных волн общей глубинной точки (МОВ ОГТ или МОГТ) 2D и 3D, комплексирование результатов изучения объекта исследования различными методами.

Личный вклад автора: Автором был собран и проанализирован фактический материал, включая данные по глубоким горизонтам уникальных Ямбургского, Уренгойского, Бованенковского, Медвежьего, Заполярного, Харасавэйского и др. месторождений ПАО «Газпром», выполнена интерпретация сейсморазведочных данных МОВ ОГТ 2D и 3D по 12 ЛУ, построены карты и схемы изменения флюидального давления, закартированы и проанализированы флюидодинамические аномалии сейсмической записи, сделаны научные и практические выводы.

Защищаемые положения:

1. Установлены сейсморазведочные свидетельства миграции УВ газов на севере ЗС – флюидодинамические структуры разных типов. Установлено, что объекты, известные в ЗС как «аномальные кольцевые зоны» или АКЗ (А.А.Нежданов, 2012 г.) являются кинематическими аномалиями сейсмической записи, они сопровождаются максимально возможным АВПД и газонасыщением, крупные АКЗ приурочены к многозалежным месторождениям УВ.

2. Выявлены основные закономерности изменения АВПД по площади и разрезу ЗС: рост коэффициента аномальности пластового давления (K_a) в осадочном чехле с глубиной, региональное увеличение K_a к наиболее прогнутым частям бассейна, локальное увеличение K_a к сводам антиклинальных поднятий. Создана модель пластового давления в отложениях средней юры и ачимовской толщи северных районов ЗС.

3. Отмечена связь интенсивного неотектонического складкообразования, вертикального внедрения УВ газов в осадочный чехол и распространения АВПД в глубоких горизонтах ЗС (ачимовская толща неокома, отложения средней юры), на основании чего сделан вывод о газонапорной модели формирования АВПД.

4. Установлено, что резервуары с АВПД в глубоких горизонтах ЗС продуктивны (вмещают газ, газоконденсат, нефть с высоким газосодержанием) вне зависимости от их гипсометрического и структурного (прогибы, поднятия) положения.

Научная новизна:

1. По материалам современной сейсморазведки МОГТ 3D установлены и классифицированы флюидодинамические аномалии сейсмической записи разных типов – «газовые трубы» (АКЗ), «газовые пузыри», следы естественного флюидоразрыва пород, объемно-плоскостные трещинно-разломные зоны.

2. Определена природа аномальных кольцевых зон (АКЗ), представляющих собой зоны резкого снижения скоростей сейсмических волн, обусловленные максимально возможным АВПД и газонасыщением, с учетом всей имеющейся сейсморазведочной информации построена карта размещения наиболее крупных АКЗ.

3. Установлена связь массивной зоны АВПД севера ЗС с тектоническим строением бассейна и особенностями нефтегазоносности (активное прогибание в мезозое, интенсивное неотектоническое воздымание, газоносность); обоснована газонапорная модель формирования АВПД на севере ЗС.

4. Закономерности изменения АВПД по площади и разрезу северных и арктических районов ЗС, наличие флюидодинамических структур (ФДС) позволяют связывать образование залежей УВ с процессами глубинной флюидомиграции и высоко оценивать перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов (ачимовская толща, юра) не только на антиклинальных структурах, но и в депрессиях зоны АВПД.

Практическая значимость:

1. Так, все изученные бурением АКЗ сопровождают многозалежные месторождения УВ «шашлычного» типа, поэтому наличие АКЗ является критерием нефтегазоносности структуры. Неизученные бурением АКЗ контролируют неоткрытые месторождения УВ на Сопочной, Огненной, Яровской, Кубинской, Снежной, Невской, Нярмейской и др. площадях.

2. Флюидодинамические аномалии сейсмической записи по глубоким горизонтам маркируют зоны риска (пластовое давление с $Ka > 2$) которых следует избегать при заложении поисково-оценочных и разведочных скважин на юрские отложения, поскольку вероятность осложнений в таких зонах исключительно высока.

3. Построенные карты Ka пластового давления по кровле среднеюрских отложений (пласт Ю₂), по подошве ачимовской толщи позволяют более точно определять оптимальную плотность бурового раствора глубоких скважин для поисков и разведки залежей УВ в указанных отложениях.

4. Отсутствие зависимости нефтегазоносности пластов ачимовской толщи и тюменской свиты от гипсометрического положения позволяет оптимистично оценивать перспективы прироста запасов УВ в депрессионных зонах северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Построения автора были использованы для выполнения научно-исследовательских работ и проектирования геологоразведочных работ на 8 ЛУ ПАО «Газпром» в ЗС.

Апробация работы:

Результаты проведенных исследований и основные положения диссертации докладывались на восьми научно-практических конференциях: X юбилейной всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (г. Москва, 2013 г.), V молодежной научно-практической конференции, посвященной 30-летию Общества «Газпром добыча Ямбург» (вахт. пос. Ямбург, 2014 г.), XV юбилейной конференции молодых специалистов, осуществляющих деятельность, связанную с использованием участков недр ХМАО-Югры (г. Ханты-Мансийск, 2015 г.), III Всероссийской молодежной научно-практической конференции «Науки о Земле. Современное состояние» (г. Шири, 2015 г.); 17-ой международной научно-практической конференции «Геомодель 2015» (г. Геленджик, 2015 г.), VI, VII Тюменском международном инновационном форуме «НЕФТЬГАЗТЭК», (г. Тюмень, 2015, 2016

г.г.), на координационном геологическом совещании ПАО «Газпром» (г. Анапа, 2016 г.).

Публикации: Автором опубликовано 15 научных работ по теме диссертации, из них четыре в журналах, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы: Работа состоит из введения, 5 глав, заключения и списка литературы. Содержание работы изложено на 201 странице, включая 87 рисунков и 2 таблицы. Список использованной литературы насчитывает 231 наименование.

Благодарности: Диссертация выполнена под руководством доктора геолого-минералогических наук, заслуженного геолога РФ А.А.Нежданова, которому автор благодарен за научные консультации и поддержку в выполнении работы.

Автор выражает благодарность коллективу отделов интерпретации сейсморазведочных данных, интегрированного геолого-геофизического анализа, обработки сейсморазведочных данных, проектов геологоразведочных работ и руководству инженерно-технического центра ООО «Газпром геологоразведка» за помощь в подготовке диссертации.

1. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ РОЛИ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ОБРАЗОВАНИИ И РАЗМЕЩЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Заявленная тема работы содержит понятие «флюидодинамические процессы» - термин, широко используемый в литературе по геологии и гидрогеологии нефти и газа в различных формах и сочетаниях [39, 94, 60, 71, 132, 140, 156, 171, 188]. Согласно этимологии слова «флюидодинамика» (от латинского *fluidus* - «текучий» и древнегреческого *dynamis* – «сила»), буквальный его смысл - «силы, движущие текучие вещества». Подобные определения термину «флюидодинамика» и его производным дают исследователи. Например, согласно А.Е. Ходькову (1962 г.), флюидогеодинамика - раздел динамической геологии, изучающей закономерности миграции (движения) флюидов в недрах Земли и геологическую роль этой миграции, а так же научное направление в описании геологических процессов планетной коры как процессов флюидогеодинамических [39]. По В.И. Дюнину и А.В. Корзун [60], флюидодинамика - восходящая субвертикальная миграция флюидов (газоводяная смесь различного состава и температуры), движение по напластованию пород инфильтрационных, элизионных вод и флюидов разного генезиса, то есть пространственное движение. Согласно общепринятой терминологии и мнению автора настоящей диссертации, флюидодинамические процессы - миграция (движение) флюидов (газов и жидкостей различного химического состава).

Проблема роли миграции флюидов в образовании и размещении залежей УВ возникла задолго до открытия месторождений нефти и газа в ЗС. Она обусловлена тем, что молекулы УВ, воды, углекислого газа и многих других веществ, в принципе, могут иметь различный генезис, то есть, условия и место образования, в отличие от, например, молекул гелия и водорода, поступающих в земную кору исключительно из мантии. В 1920-1950х г.г. в геологии нефти и газа СССР сложились научные традиции, определявшие сознание ученых, совершавших и определявших первые шаги в изучении нефтегазоносности ЗС.

И в 1920-х, и в последующие годы, вплоть до современности, большинством исследователей геологии нефти и газа наиболее значительная роль в образовании, разрушении и размещении залежей отводится миграции именно углеводородных флюидов. Это связано с признанием большинства как советских, так и зарубежных геологов мигрантоспособности углеводородных газов и нефти. В определенной степени на это свойство нефти и газа указывают современные природные выходы напорных газа и нефти на поверхность, свидетельствующие о выделении их из зон с повышенным давлением, залегающих на некоторой глубине.

И.М.Губкин, сторонник гипотезы нефтематеринских свит, был сторонником возможности как вертикальной, так и латеральной миграции УВ [48]. И.М.Губкин, приводил доводы в пользу миграционного механизма образования нефтяных залежей на месторождениях полуострова Апшерон (Балаханское, Биби-Эйбат) [48]. По его мнению, континентальные условия осадконакопления грубозернистых конгломератовых песчаников продуктивной толщи сделали невозможным консидементационное накопление в них органического вещества, следовательно, имели место процессы вторичной миграции нефти. Вертикальной миграцией нефти И.М.Губкин объяснял и зональность свойств нефтей (изменение цвета и свойств с глубиной). В обоснование возможности миграции нефти И.М.Губкин приводил результаты лабораторных экспериментов зарубежных исследователей. Одним из следствий миграции И.М.Губкиным полагается и антиклинальная теория распространения залежей УВ. Взгляды И.М.Губкина на миграцию УВ, вероятно, повлияли и на фундаментальные труды В.А.Соколова [157] и его последователя, Н.Б.Вассоевича [30] – теоретика осадочно-миграционной гипотезы нефте- и газообразования.

Были и ученые, полагавшие роль миграции нефти и газа в образовании залежей весьма ограниченной, например, автор первого в СССР учебника по геологии нефти К.П.Калицкий [78], доказывавший возможность образования залежей нефти *in situ*, в частности на месторождениях Прикаспия и Апшерона, из некоторых видов водорослей. Согласно свидетельствам современников [48], в качестве аргументов слабого или ничтожного влияния миграции нефти при

образовании залежей, К.П.Калицким приводились выходы на поверхность нефтенасыщенных песчаных пластов, перекрываемые и подстилаемые сухими песчаниками на полуострове Челекен. Также в качестве аргументов отсутствия миграции им рассматривались залежи нефти Ферганской долины (Сель-Рохинское месторождение), распространённые на крыльях структур и отсутствующие в их сводах, широкомасштабная нефтеносность депрессий Пенсильвании. В отличие от И.М.Губкина, ставшего в 1936 г. вице-президентом АН СССР, его, в некоторой степени, научный оппонент К.П.Калицкий в 1925-1938 годах попал под молот политических репрессий. Эта печальная страница истории отражает политизированность некоторых вопросов геологии нефти и газа – традицию, имевшую продолжение в геологии нефти и газа СССР (пресловутое противостояние сторонников органического и неорганического генезиса залежей углеводородов).

Изучение нефте- и газоносности ЗС было обосновано И.М.Губкиным, сравнивавшим Западно-Сибирский осадочный бассейн с нефтеносной Аппалачской депрессией (США), «напитавшей нефтью структуры, лежавшие по обрамлению» [29]. Первые поверхностные исследования нефтегазоносности ЗС были выполнены В.Г.Васильевым, Н.П.Туаевым и другими геологами треста «Востокнефть». В результате этих исследований в ЗС обнаружены прямые признаки нефтеносности - выходы УВ на дневную поверхность, правда, немногочисленные [29]. Зафиксированы выходы УВ (плёнка нефти на воде) в Сургутском районе у села Юган, в Верхнетавдинском районе на реке Белой (скопления нефти на дне реки), ключ с водой с примесью нефти у селения Цингалы (современный Ханты-Мансийский район). Природные выходы нефти на поверхность, однако, не послужили толчком для первоочередных поисков нефти и газа именно в северных районах ЗС, в первую очередь, по экономическим причинам, вследствие отдалённости этих районов от центров потребления нефти и газа. Тем не менее, эти факты явились первым свидетельством природных процессов вертикальной миграции УВ в ЗС.

Как известно, изучение распространения месторождений нефти и газа ЗС было положено буровыми и геофизическими работами на юге ЗС в 1948-1950-х г.г. (которые, тем не менее, не привели к открытию месторождений УВ), а так же открытием в 1953 году первого в ЗС Берёзовского газового месторождения и Трёхозного нефтяного месторождения в 1960 г. В рекордно короткие сроки в 1960-1970 г.г. были открыты почти все известные в настоящее время месторождения-гиганты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Это определило очень быстрый темп роста объёма получаемой и изучаемой геолого-геофизической информации. Большой вклад в изучение проблем нефте- и газоносности ЗС внесли научно-исследовательские коллективы Главтюменьгеологии, (Тюменская тематическая экспедиция, ЗапСибНИГНИ, ЗапСибВНИИгеофизика), а также ученые ведущих научных институтов и ВУЗов страны (ВНИГНИ, ВНИИЯГГ, ВНИГРИ, СНИИГГиМС, институт геологии и геофизики СО АН, МГУ, МИНХиГП и др.). В них, в числе прочих, выполнялись исследования, посвященные роли миграции УВ в образовании залежей нефти и газа [31, 141, 61]. В той или иной степени проблемы миграции УВ в ЗС затронуты в работах Р.М. Бембеля, С.Р. Бембеля, А.М. Волкова, В.П. Гаврилова, И.В. Гончарова, А.Н. Дмитриевского, Н.П. Запивалова, Ю.Н. Карогодина, В.П. Клочко, А.Э. Конторовича, Н.А. Кудрявцева, А.Р. Курчикова, С.П. Максимова, В.М. Матусевича, Г.П. Мясниковой, А.Л. Наумова, А.А. Нежданова, Н.Н. Немченко, И.И. Нестерова, В.Ф. Никонова, В.Б. Порфирьева, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, А.В. Рылькова, А.А. Трофимука, А.И. Тимурзиева, К.А. Шпильмана, В.И. Шпильмана, Ф.З. Хафизова и многих других.

В работе «Геология нефти и газа Западной Сибири» 1975 г., (А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, А.А. Трофимук, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, Ю.Г. Эрвье), аккумулирующей огромный фактический материал, подводящей итоги более 25 лет изучения нефтегазоносности ЗС [82], уделено место и вопросам роли миграции УВ в образовании залежей. В качестве показателей миграции УВ в ЗС приведены изменение свойств (плотности, цвета, состава) нефтей с глубиной. Механизм вертикальной миграции предложен для объяснения присутствия

парафинистых нефтей, образовавшихся, по мнению авторов [82], в юрских отложениях, в валанжине ряда месторождений северной части бассейна. Вертикальной миграцией нефти объясняется незакономерное с современных работе [82] позиций осадочно-миграционной гипотезы нефтегазообразования распределение свойств и состава нефти, получаемой в скважинах Мыльджинского, Южно-Мыльджинского, Средневасюгнского, Южно-Черемшанского, Правдинского месторождений. Отмечено мнение ряда исследователей (В.Д. Наливкин, Г.П. Сверчков, Г.Э. Прозорович, В.В. Иванцова) об очень широком развитии процессов вертикальной миграции УВ в северных районах ЗС. Эти и некоторые другие исследователи считали, что сеноманские газовые залежи в ЗС образовались в результате перетока газов из юрских отложений.

Латеральная миграция предложена для объяснения зависимости свойств состава нефтей верхнеюрских отложений (пласт Ю₁) от гипсометрии вмещающих резервуаров. Латеральной миграцией объясняется уменьшение плотности нефтей и содержания в них смол, асфальтенов от впадин, прилегающих к Сургутскому и Каймысовскому сводам, к их вершинам, то есть, предполагается возможность латеральной миграции нефти на десятки и сотни километров. Кроме того, в работе [82] приведены результаты изучения истории формирования залежей нефти и газа. Описаны результаты палеотектонического анализа ЗС, установлено, что современные очертания и амплитуду большинство структур ЗС приобрело в постсеноманское время. С палеотектонических, литологических и палеогеохимических позиций время формирования всех залежей УВ в меловых отложениях ЗС было датировано палеогеном-неогеном.

Отмечена и значительная роль миграции по разломным нарушениям, образованным в результате интенсивного формирования локальных поднятий в ЗС в турон-плейстоценовое время. Отмечено увеличение концентрации продуктивных поднятий к осевым частям палео-рифтов (грабен-рифтов) триасового заложения. Влияние грабен-рифтов на нефтегазоносность объяснено более интенсивным погружением осадков в этих элементах бассейна и, как следствие, более

интенсивными процессами нефте- и газообразования в них, с последующей латеральной и вертикальной миграцией в близлежащие структурные ловушки [82].

Детальным изучением связи нефтегазоносности с тектоническим строением и историей тектонического развития ЗС и других нефтегазоносных осадочных бассейнов занимался М.Я. Рудкевич [146, 147, 144]. В его работах рассмотрен и факт территориальной дифференциации залежей УВ различного фазового состава в ЗС. На основании сходства термодинамических условий залегания залежей нефти, газа и конденсата в ЗС сделан вывод о том, что причину раздельного существования преимущественно газоносных и нефтеносных зон следует искать в процессах миграции УВ. Миграцией газа из неокомских и юрских отложений в сеноманские отложения, из юрских в неокомские М.Я. Рудкевич объяснял образование газоконденсатных залежей в неокомских отложениях и газовых залежей в сеноманских отложениях северной части ЗС. Северную, наиболее погруженную часть бассейна (депрессии Надым-Тазовской и Ямало-Гыданской синеклиз) М.Я. Рудкевич выделял в самостоятельный суббассейн, активная тектоническая «жизнь» которого (интенсивное прогибание на протяжении юры и большей части мела, неогеновое воздымание) определила его преимущественно газовую и газоконденсатную спецификацию.

Вертикальную и латеральную миграцию газа из нижележащих (палеозойских, юрских, нижнемеловых) отложений считает основным путем образования уникальных по запасам газа сеноманских залежей ЗС один из первооткрывателей промышленной газоносности сеномана – Ю.Н. Карогодин [79]. В качестве аргументов Ю.Н. Карогодиным приводится близкая к концентрической форма изолиний высот сеноманских газовых залежей на месторождениях севера ЗС. На этом основании Ю.Н. Карогодиным предполагается центральный региональный очаг вертикальной миграции, расположенный вблизи Уренгойского месторождения, последующее заполнение близлежащих к очагу структурных ловушек предполагается путём латеральной миграции газа в песчаных отложениях сеномана. Ещё один отдельный очаг вертикальной миграции глубинного газа в сеноманские отложения предполагается в районе Южно-Карской впадины [79].

Вертикальную миграцию, как единственный механизм образования неокомских и сеноманских залежей газа и конденсата, дифференциации земель ЗС по преимущественному составу фазового состава УВ, предполагал А.Л. Наумов, известный как автор клиноформной модели неокома ЗС [109, 110, 167]. Приводимые А.Л. Наумовым аргументы включают, в том числе, и интенсивную постсеноманскую тектоническую перестройку, характерную, в основном, для преимущественно газоносных земель ЗС. А.Л. Наумов был сторонником абиогенного происхождения залежей УВ.

Согласно гипотезе Н.А. Кудрявцева [86], являющегося (как и В.Б. Порфирьев, Н.П. Кропоткин, Б.М. Валяев, Э.Б. Чекалюк и другие авторитетные ученые) сторонником абиогенного происхождения нефти и газа, месторождения нефти и газа в ЗС образовались в результате миграции нефти из глубоких горизонтов земной коры. В работе [86] Н.А. Кудрявцевым рассматриваются, в числе прочих, некоторые факты нефтегазоносности ЗС, свидетельствующие о роли миграции нефти и газа в образовании и размещении залежей. Поскольку, по мнению Н.А. Кудрявцева, нефтегазовые флюиды поднимаются из мантии в первую очередь по зонам глубинных разломов, именно к таким зонам и приурочено большинство месторождений УВ в ЗС. В качестве таких зон, в первую очередь, рассматриваются триасовые грабен-рифты (например, Колтогорско-Омский разлом). В работе [86] Н.А. Кудрявцев обосновывает парагенетические связи компонентов газов нефтяных месторождений южной и западной окраин Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Так, содержание углекислого газа в попутном нефтяном газе (80-97%) на Самутнельской и Семивидовской площадях Шаимского района, на Межовской площади в Васюганском Приобье, объясняется им недостатком в мантийных эманациях водорода, необходимого для восстановления углерода от оксида до метана. Н.А. Кудрявцев полагает, что к югу от Межовской площади содержание водорода в мантийных газах ещё меньше, вследствие чего Колтогорско-Омский разлом «работает» ещё меньшим количеством углеводородов, с чем связывает отсутствие в этом направлении (как и на южной периферии ЗС вообще) залежей УВ.

Были сторонники гипотезы абиогенного генезиса месторождений УВ в ЗС и среди тюменских геологов 1960-х г.г. Так, в 1962 г. П.Е. Харитонов обосновывал образование газовых залежей в Берёзовском районе ЗС путем вертикальной миграции газа в диффузном и водорастворённом состояниях из палеозойского фундамента (сложенного в значительной степени магматическими и метаморфическими породами – гранитами, диабазами, гнейсами), вблизи которого расположены открытые к тому времени в этой части ЗС газовые залежи [230]. П.Е. Харитонов обосновывал невозможность струйной латеральной миграции газа (в частности, из богатой органическими остатками Ханты-Манийской впадины). В отчете П.Е. Харитонова [230] приведены расчеты, показывающие возможность формирования и разрушения газовых залежей Берёзовского района в короткие по геологическим меркам сроки за счёт вертикальной миграции и диффузии метана.

В некоторой степени «компромиссной» между осадочно-миграционной и абиогенной гипотезами нафтидогенеза является флюидодинамическая гипотеза образования залежей нефти и газа Б.А.Соколова [156]. Идея инъекционного нефтенакопления объясняет специфику состава и свойств нефтей месторождений ЗС. Однако, в вопросе о роли миграции нефти и газа компромисс оказался излишними, так как в нем сторонники обеих гипотез нафтидогенеза, судя по обзору публикаций, находят понимание, каждый со своих позиций.

В статье [83] В.А. Конторович и др., подводя итог обобщению материалов изучения геологического строения ЗС, делают вывод о том, что формирование гигантских по запасам УВ месторождений ЗС связано с процессами вертикальной миграции и нефти и газа в кайнозой. Установлено, что современную морфологию структурные поверхности основных геологических границ ЗС приобрели в постсеноманское время, при этом большое развитие получили процессы дизъюнктивной тектоники. В качестве зон активного образования разломов в кайнозой, повышенных объемов миграции нефти и газа, и, как следствие реализации нефтегенерационного потенциала баженовской свиты В.А. Конторовичем рассматриваются поднятия, расположенные на плечах грабен-рифтов. Например, это протяженная зона амплитудных линейно вытянутых

поднятий вдоль Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта, в которую входят Уренгойский мезовал и Самотлорское поднятие, к которым приурочены месторождения-гиганты мирового уровня.

Проблема миграции УВ в ЗС освещается в статьях А.Р. Курчикова, В.Н. Бородкина, А.Ю. Белоносова, С.А. Шешукова, Р.И. Тимшанова и др. [13, 24, 90, 166]. Например, в статье [90] обосновывается миграция УВ из отложений баженовской свиты в отложения ачимовской толщи на Западно-Юбилейном месторождении, в качестве показателей миграции УВ приведены сейсморазведочные материалы и особенности геологического строения месторождения (аномальный разрез баженовской свиты, АВПД). Выводы [90] в целом созвучны мнению А.Э. Конторовича, С.Г. Неручева, В.А. Конторовича и других о миграции УВ из отложений баженовской свиты, рассматриваемых указанными исследователями в качестве нефтематеринских, в вышележащие отложения ачимовской толщи. В статьях [13, 89, 166] приводятся материалы поверхностных газогеохимических исследований в ЗС, высачивание УВ газов через многокилометровую толщу горных пород, фиксируемое поверхностными газогеохимическими съемками, приводится в качестве свидетельства миграции УВ. Изучены возможности различных природных сорбентов (снег, грунты), наиболее информативным показателем признано содержание УВ в подпочвенных глинах.

Следует отметить большой вклад в изучение миграции УВ, водорода, гелия и других флюидов в ЗС В.А. Гуциным и М.Д. Заватским [66, 67, 206]. Ими были установлены повторяемость результатов поверхностных газогеохимических съёмок в ЗС (аномалии концентрации УВ в снеге), показаны возможности снеговой и других поверхностных газогеохимических съёмок для выделения флюидопроводящих зон [66, 67], в том числе на результатах изучения уникальных и крупных по запасам газа месторождений, расположенных на лицензионных участках ПАО «Газпром».

Результаты оперативного анализа геолого-геофизических данных по месторождениям ПАО «Газпром» приводит в своих работах А.А. Нежданов с соавторами [114, 115, 126, 127]. В работах [114, 126] описаны геологические,

сейсморазведочные, термобарические свидетельства вертикальной миграции флюидов в ЗС и других нефтегазоносных бассейнах, вертикальная миграция УВ газов мантийного генезиса рассматривается в качестве механизма образования залежей газа и газоконденсата. Установлена роль сейсморазведочных свидетельств миграции УВ газов в решении теоретических (проблемы образования, распространения залежей) и утилитарных (локальный прогноз газо- и нефтеносности, обоснование моделей залежей, выделение зон повышенного риска) задач. В качестве сейсморазведочных свидетельств миграции газов рассмотрены аномальные кольцевые зоны (интерпретируемые как «газовые трубы»), круглые в плане отражения от «газовых пузырей», следы естественного флюидоразрыва пород. С целью обеспечения газобезопасности при бурении и повышения успешности освоения залежей А.А. Неждановым предполагается новое направление в разведочной геофизике - флюидодинамическая интерпретация сейсморазведочных данных. А.А. Неждановым приводятся многочисленные факты, свидетельствующие об отсутствии гипсометрического контроля нефтегазоносности резервуаров ачимовской толщи и средней юры северной части Западно-Сибирского бассейна. А.А. Нежданов – сторонник газодинамической гипотезы (К.А. Аникиев [6]) генезиса АВПД в глубоких горизонтах ЗС.

Сторонником чрезвычайно широкого распространения в земной коре процессов миграции газов является автор газодинамической гипотезы генезиса АВПД - К.А. Аникиев, которым доказывалось сосуществование АВПД и газонасыщения, тезис «нет газа – нет и АВПД, есть АВПД – есть и газ» [6, 7]. К.А. Аникиевым приводятся свидетельства и описываются механизмы процессов внедрения УВ газов из залежей в глинистые покрышки (ореолы рассеяния) и образование аномально высоких поровых давлений (АВПоД). К.А. Аникиев считал, что основной объем УВ зоны АВПД представлен газом, с которым ассоциируют подчиненные количества нефти. Как и Н.А. Кудрявцев - сторонник абиогенного происхождения нефти и газа, К.А. Аникиев считал, что «голубой океан» сжатого газа, – «рабочее тело» АВПД, поступает осадочный чехол из мантии. Согласно теоретическим расчетам и геологическим построениям многих

авторов, продолжительность существования АВПД не превышает и десятков тысяч лет [54, 91], абсолютно же непроницаемых материалов в природе не существует [93]. Многие исследователи геологии ЗС считают, что породы юрского и мелового возраста разделены проницаемыми породами, прошли стадию уплотнения многие миллионы лет назад и поэтому не могли сохранить конседиментационное АВПД.

О повсеместном распространении в нижней части земной коры флюидов с АВПД, соответствующих литостатическим давлениям, говорится в работах известного уральского геолога С.Н. Иванова. Еще в конце 1960-х годов им была предложена реологическая модель вертикальной гидродинамической зональности земной коры, предполагавшую существование на границе верхней и средней части земной коры барьерной «переходной» зоны, проницаемой для флюидов лишь в экстремальных условиях. Прорыв высоконапорных флюидов из нижней зоны с литостатическим давлением в верхнюю зону, где давления гидростатические, сопровождается резким падением давления и температуры, что создает благоприятные условия для образования гидротермальных рудных месторождений [77]. Аналогичным, по мнению К.С. Иванова - известного исследователя геологии Урала и ЗС, является механизм образования АВПД в недрах ЗС. Предположения К.С. Иванова о существовании зоны с литостатическим давлением флюидов в недрах ЗС подтверждаются данными сверхглубокого бурения.

Предпосылки миграции УВ при образовании месторождений вытекают из широкого распространения внутрипластовых и межпластовых перетоков закачиваемых вод и отбираемой продукции при разработке месторождений. Так, в работах И.П. Попова [138, 139], Н.П. Запывалова и И.П. Попова [140] приводятся многочисленные геолого-промысловые данные, свидетельствующие о работе трещинной ёмкости традиционных терригенных коллекторов месторождений ЗС и других нефтегазоносных бассейнов. Приводятся свидетельства локальной неоднородности в продуктивности нефтяных и газовых скважин в пределах месторождений УВ в ЗС и других нефтегазоносных бассейнах мира. В числе прочих, сделан вывод об отсутствии необходимости бурения большинства

эксплуатационных скважин на Самотлорском месторождении, так как основные объемы нефти отбирались и отбираются лишь небольшим количеством скважин.

Н.П.Запивалов [71] предлагает считать залежь УВ открытой, «живой» флюидонасыщенной системой. Залежи УВ могут увеличиваться, уменьшаться и полностью разрушаться даже в короткие (соизмеримые с человеческой жизнью) отрезки времени [70]. Об этом, в том числе, говорят и факты современной подпитки залежей УВ [105]. Н.П.Запивалов предлагает применять при разработке реабилитационные циклы, длительную консервацию эксплуатационных скважин, давать залежам прийти в природное состояние равновесия [73] для дальнейшей эксплуатации. Важную роль отводит Н.П.Запивалов процессам флюидомиграции в нефтегазоносности палеозойских образований ЗС, отмечая способность флюидных потоков к перемещению сквозь толщи пород минеральных и органических компонент (в частности микрофоссилий) на значительные расстояния в вертикальном и горизонтальном направлениях, особенно в трещиноватых и разуплотненных зонах [72]. В частности, опираясь на геохимические данные, Н.П.Запивалов с соавторами предполагает, что весь Нюрольский бассейн является зоной накопления углеводородных флюидов палеозойского генезиса [33, 69, 72].

Изучению миграции нефти, газа и воды на микро уровне посвящены исследования Ю.Я.Большакова. В работах [19, 20] описаны результаты изучения влияния капиллярных сил, действующих на флюиды в пустотном пространстве пород, препятствующих или содействующих миграции УВ и воды. В статье [20] Ю.Я.Большаковым приводятся факты, обосновывающие элизионный механизм образования АВПД в отложениях баженовской свиты в дотуронское время. Обосновано, что капиллярное давление на контакте воды и нефти в гидрофильных подачимовских и абалакских глинах, перекрывающих и подстилающих баженовскую свиту, гораздо меньше фактического избыточного давления в продуктивных нефтеносных резервуарах баженовской свиты, что свидетельствует о невозможности оттока нефти из залежей на механическом уровне, предполагается возможность наличия в отложениях баженовской свиты свободной воды за пределами контуров нефтеносности. Ю.Я. Большаковым, однако, не

исключается возможность оттока УВ из залежей баженовской свиты в виде диффузионного рассеяния или по дизъюнктивным нарушениям.

Роль миграции УВ, водорода и других веществ из мантии в образовании залежей нефти и газа (в том числе в ЗС) рассматривается в работах Г.И. Войтова, Ф.А. Летникова, В.П. Гаврилова, В.Н. Ларина (автора гипотезы изначально гидридной Земли), Н.И. Павленковой, Ю.И. Пиковского, Б.М. Валяева, А.Н. Дмитриевского с соавторами [34, 50, 95, 136, 65, 92]. Установленные масштабы разгрузок УВ из мантии в литосферу и на поверхность Земли позволяют обеспечить быстрое по геологическим меркам формирование очень крупных и даже гигантских скоплений углеводородов.

Развивая идеи Н.А. Кудрявцева о миграции нефти из мантии в осадочный чехол по глубинным разломам, А.И. Тимурзиев и др. [164, 165] рассматривают в качестве важнейшего механизма формирования залежей УВ в ЗС миграцию нефти и газа из мантии по системам трещин горизонтального сдвига. Свои идеи А.И. Тимурзиев и др. [164] аргументируют приуроченностью множества уникальных и крупных по запасам УВ месторождений ЗС к системам кулисообразных нарушений, образовавшихся в результате разнонаправленных горизонтальных сдвигов фундамента.

Процессы струйной миграции УВ в процессе формирования залежей УВ Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения рассмотрены О.Ю. Баталиным и Н.Г. Вафиной [11]. Сопоставив результаты термодинамических расчетов с фактическим составом УВ в залежах, авторы установили, что наиболее вероятным механизмом заполнения ловушек нефтью, газом и конденсатом признан инъекционный, предполагающий струйное внедрение флюидов. О.Ю. Баталиным и Н.Г. Вафиной предлагается конденсационная модель образования залежей нефти и газа в ЗС.

В определённой степени последователем идей К.П. Калицкого [78] является А.П. Соколовский [158], который приводит аргументы невозможности механической миграции молекул нефти. По мнению А.П. Соколовского, почти все месторождения УВ в ЗС образовались без участия процессов миграции УВ.

Особое мнение о роли миграции различных веществ в образовании залежей УВ имеет член-корреспондент РАН И.И. Нестеров [128, 129, 131]. Миграция УВ при образовании скоплений нефти и газа в ЗС ограничивается И.И. Нестеровым лишь залежами нефти и газа в магматических породах фундамента [131]. Образование подавляющего большинства залежей нефти и газа, по мнению И.И. Нестерова, процессами миграции УВ не сопровождалось. Формирование скоплений нефти и газа предполагается И.И. Нестеровым на месте их современного залегания из рассеянного в породах органического вещества, за счет энергии стабилизации магнитного поля неспаренного электрона вокруг ядер углерода [128]. Таким образом, И.И. Нестеровым создана оригинальная гипотеза нефтидогенеза. В работе [128] И.И. Нестеров приводит геологические, геофизические, геохимические и экспериментальные аргументы своей гипотезы. Отрицается И.И. Нестеровым и современная миграция нефти; в качестве обоснования такого вывода приводятся древние выходы нефтенасыщенных пород на поверхность, сохраняющих содержащуюся в них нефть. В работе [128] И.И. Нестеров отмечает роль миграции в атмосферу мантийного углерода (в виде оксида) в формировании химического состава биогенной составляющей осадочных пород, послуживших источником для синтеза УВ.

Оригинальных взглядов на роль миграции флюидов различного состава придерживается Р.М. Бембель, развивающий эфир-геосолитонную концепцию мироздания. Р.М. Бембель, В.М. Мегеря, С.Р. Бембель предлагают геосолитонный механизм образования залежей нефти и газа [14, 102]. Для образования нефти необходимо органическое вещество и неорганический водород, поступающий из недр планеты. Углерод в различных формах так же является продуктом глубинной дегазации. Сложные углеводороды нефтяного ряда образуются в основном на местах современного залегания и вблизи них, процессы миграции «готовой» нефти при образовании месторождений предполагаются ограниченными. Все вещества на поверхности планеты представляются продуктами непрерывной дегазации мантии и рождаются в недрах Земли и других небесных тел (концепция И.О. Ярковского [180]). Выход вещества и энергии, зарождающихся в недрах планеты, в

космическое пространство происходит по узко локализованным геосолитонным трубкам. Например, вулканы – формы проявления геосолитонного механизма. Геосолитонный механизм позволяет понять природу чрезвычайно неравномерной локализации активных запасов нефти и газа как в пределах планеты (согласно [25, 184] 48% извлекаемых запасов нефти приходится на район Персидского залива, 15% мировых извлекаемых запасов и 27% мировых ресурсов газа локализованы в ЗС), так и в локальном плане – в пределах месторождений, в частности и в ЗС. В работах [14, 15] Р.М. Бембелем и С.Р. Бембелем приведены геолого-геофизические материалы, подтверждающие связь узко локализованных участков с кратно повышенной продуктивностью скважин на месторождениях нефти и газа ЗС и субвертикальных зон деструкции – одной из форм проявления геосолитонного механизма.

Дискуссионными являются вопросы влияния миграции вод (в том числе, ювенильных) на формирование состава наземной и подземной гидросферы Земли и, в частности, пластовых вод месторождений нефти и газа ЗС. Так, группа исследователей-гидрогеологов (А.А. Розин, Б.Ф. Маврицкий, В.И. Дюнин, и другие) считают, что значительное влияние на состав и флюидодинамический режим подземных вод оказывают вертикальные потоки, внедрение вод (включая пар) из глубоких горизонтов Земли [58, 60, 59, 99, 143]. Например, высокое содержание в пластовых водах Самбургского месторождения брома и йода В.И. Дюнин и А.В. Корзун [59] связывают с поступлением вод по разломным зонам из глубоких слоев фундамента. А.А. Розин объясняет снижение минерализации вниз по разрезу месторождений нефти и газа в ЗС, изменение типа вод с хлоридно-кальциевого на гидрокарбонатно-натриевый поступлением паро-водной смеси из нижних горизонтов осадочного чехла и фундамента [143]. Как следует из публикаций этих и других исследователей, вопросы миграции подземных вод в ЗС и других нефтегазоносных бассейнах изучены слабо. В частности, по северным районам Западно-Сибирского бассейна достоверные определения минерализации и химического состава подземных вод глубоких горизонтов (ачимовская толща, юра) имеются в единичных количествах. Например, для средней юры Уренгойско-

Самбургской зоны нефтегазоносности имеется всего 2 валидных анализа химического состава подземных вод [224].

Хотя приведенный исторический обзор идей и публикаций о роли флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей УВ в ЗС не является исчерпывающим, он убедительно свидетельствует о том, что среди ученых существуют различные, порой противоположные мнения о роли флюидомиграции в образовании залежей УВ. В то же время большинством исследователей признается существенная роль процессов миграции и нефти и газа в формирование залежей УВ в ЗС. Позиции исследователей, которые считают роль миграции УВ в образовании и размещении залежей газа и газоконденсата решающей, представляются автору диссертации наиболее аргументированными.

В качестве свидетельств вертикальной миграции УВ в северной части ЗС, кроме уже широко известных фактов, таких как высачивание УВ через многокилометровую толщу горных пород на поверхность Земли, АВПД в глубоких горизонтах, наличие многозалежных месторождений УВ («нефтяные» и «нефтегазовые» колонны, месторождения «шашлычного» типа) и их связь с тектонически активными зонами, следует рассматривать выявленные и изученные автором по сейсмогеологическим данным кинематические аномалии, «флюидодинамические структуры» – объекты различной морфологии, связь которых с дегазацией глубоких горизонтов Земли и газонакоплением в осадочном чехле, по мнению автора, достаточно очевидна.

Поскольку север ЗС – мировой лидер по запасам свободного газа, вопросы миграции УВ газов при формировании залежей газа и газоконденсата имеют огромное практическое значение для поисков и разведки залежей УВ, а также важное научное значение для уточнения процессов формирования месторождений газа и газового конденсата. Кроме того, они наименее дискуссионны. Именно по этим причинам темой диссертации является изучение роли флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей углеводородов на севере ЗС.

2. КАРТИРОВАНИЕ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ СТРУКТУР ПО МАТЕРИАЛАМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ

2.1. Типы флюидодинамических структур

Следы дегазации глубоких горизонтов Земли, или флюидодинамические структуры изучены в ЗС довольно слабо, что объясняется несколькими причинами. Первая заключается в том, что долгое время их не искали и не изучали. Вторая причина связана с тем, что следы дегазации могут быть зафиксированы преимущественно по кондиционным геолого-геофизическим данным, имеющимся в ограниченных количествах. Наиболее достоверно следы флюидомиграции и дегазации недр могут быть установлены по данным сейсморазведки МОГТ 3D, а также в результате поверхностных газохимических исследований. Последние выполняются в ЗС в ограниченных масштабах, с использованием различных методик, что делает практически невозможным сопоставление их результатов.

Третья причина – это непродолжительное (в геологическом масштабе) время существования каналов дегазации, которые, очевидно, сохраняются только в течение процесса поступления по ним глубинных флюидов. Поэтому наличие следов дегазации глубоких горизонтов Земли следует ожидать в тех районах, в недрах которых существует активная флюидодинамическая система, т.е., в первую очередь, в северных и арктических районах ЗС, где распространена массивная система аномально высоких флюидалных давлений в недрах бассейна.

В качестве «улик» масштабных процессов дегазации недр Земли в этих районах рассматриваются аномальные кольцевые зоны различной морфологии [125], выделенные по материалам сейсморазведки МОГТ, следы естественного флюидоразрыва пород, зафиксированные по этим же данным [125], а также связанные с ними объемно-плоскостные зоны трещиноватости, по которым может происходить глубинная дегазация недр.

В первую очередь флюидодинамические структуры разделены по размерам – площадным и вертикальным. По этим параметрам А.А.Неждановым выделены «газовые трубы» и «газовые пузыри» [125]. Первые из них имеют большую

вертикальную протяженность и выраженность в сейсмическом волновом поле в качестве динамических и кинематических аномалий. Динамические аномалии – это обычное уменьшение амплитуд отраженных волн, потеря когерентности колебаний, уменьшение их частоты, ухудшение прослеживаемости отраженных волн. С газовыми трубами связаны низкоскоростные кинематические аномалии, отражающие аномально высокие флюидальные давления и газонасыщение пород [125]. Вертикальная протяженность их достигает 2-3 с, охватывая разрез от ачимовской толщи вплоть до конца сейсмической записи. В плане газовые трубы имеют круглую форму и размеры от первых км² до 100 км².

Газовые пузыри имеют вертикальную протяженность от десятков до первых сотен мс и латеральные размеры, обычно не превышающие 10 км². В плане они также чаще имеют круглую форму. Для газовых пузырей характерны описанные выше динамические и кинематические аномалии, выраженность которых значительно ниже из-за их мелких размеров. В принципе, газовые пузыри представляют собой мелкие газовые трубы.

«Следы естественного флюидоразрыва пород» осложняют газовые трубы и пузыри отсутствием прослеживаемости отраженных волн, обилием обрывков осей синфазности, напоминающих следы малоразмерных и малоамплитудных разрывных нарушений, которыми и являются. Эти структуры выделены в северных районах ЗС по сейсморазведочным данным МОГТ 2D и 3D.

В отличие от структур, рассмотренных выше, объемно-плоскостные зоны трещиноватости распространены исключительно широко, как в отложениях фундамента, так и осадочного чехла любого нефтегазоносного бассейна. Эти структуры традиционно рассматриваются в качестве путей миграции флюидов.

Флюидодинамические структуры характерны не только для ЗС, они известны и в других нефтегазоносных районах мира. В зарубежной научной литературе сейсмические признаки, указывающие на наличие вертикальной миграции УВ газов, «газовые трубы» (Gas Chimney) и VAMP-структуры (Velocity & Amplitude structure), описываются как критерии для поисков залежей УВ и скоплений газовых гидратов. Судя по опубликованным данным Ф.Аминзаде, Р.Хеггланда с

соавторами [181, 189], такие объекты распространены в продуктивных отложениях Мексиканского залива, Северного моря, Южно-Каспийского бассейна, Баренцева моря и других нефтегазоносных бассейнов пассивных и активных континентальных окраин. Разработаны специальные технологии инверсии сейсмических данных в атрибуты газовых труб (Chimney cube) [181, 189].

Ниже приведено описание охарактеризованных типов флюидодинамических структур на материалах сейсморазведки, главным образом, по ЗС. Также приведено несколько примеров аналогичных структур по другим нефтегазоносным бассейнам.

2.2 Аномальные кольцевые зоны

Довольно давно, в 80-х годах прошлого века, на сейсмических разрезах МОВ ОГТ на некоторых месторождениях УВ севера ЗС (Ямбургское, Юрхаровское, Находкинское, Пяяхинское, Хальмерпаютинское, Харасавэйское и другие) обнаружены объекты, названные известными исследователями геологии ЗС Л.Ш.Гиршгорном, В.Г.Кабалыком [41, 42] инверсионными кольцевыми структурами или ИКС. На временных сейсмических разрезах по верхним отражающим горизонтам (ОГ) они представляются структурными поднятиями, а по нижележащим ОГ они трансформируются в прогибы, круглые в плане, амплитуда которых увеличивается вниз по разрезу вплоть до конца сейсмической записи (обычно 5 с, до 10-12 км) (рисунки 2.1-2.4).

Первооткрывателями указанных объектов – Л.Ш. Гиршгорном и В.Г.Кабалыком [41, 42] их строение объяснялось своеобразием тектонических и седиментационных процессов, в частности, «перекомпенсацией» раннемезозойских депрессий неокомскими осадками. Предполагалось, что пески ачимовской толщи, заполнявшие эти впадины, в дальнейшем, при погружении осадков, уплотнялись меньше, чем синхронные им глины, что и вызвало формирование над ними антиклинальных складок. Это объяснение, учитывая возрастание амплитуд прогибов вниз по разрезу, не выглядело логичным, однако категоричность авторов этой гипотезы, утверждавших, что низкоскоростные аномалии распространения сейсмических волн, которые могут вызвать такой эффект, невозможны, заставляла оппонентов молчать. Много позже (около 2006-

2012 г.г.), когда появились геолого-геофизические данные, свидетельствующие об отсутствии в геологическом разрезе таких объектов отрицательных структурных элементов, А.А.Неждановым было предложено название «аномальные кольцевые зоны» или АКЗ, которое мы и будем употреблять при дальнейшем описании таких объектов.

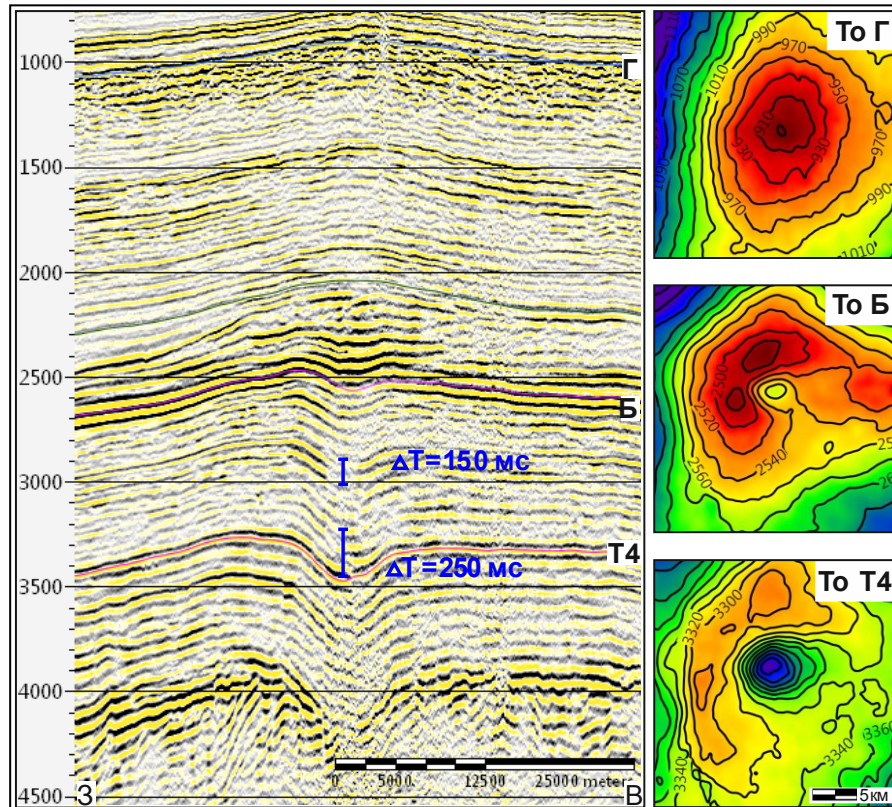


Рисунок 2.1 - Морфология и размеры Ямбургской АКЗ

2.2.1 Характерные особенности АКЗ

До 2006 г. глубокие горизонты (ниже ОГ Б) таких объектов бурением не были изучены. В 2006 г. на Хальмерпаютинском месторождении в пределах АКЗ пробурена скважина 2099, вскрывшая среднюю юру (малышевская свита). Немного позже глубокими скважинами были изучены и другие АКЗ ЗС – Юрхаровская (скважина 134, 2009 г., остановлена в среднеюрских отложениях) и Пякяхинская (скважина 2011, 2012 г., остановлена в среднеюрских отложениях). В скважине 2099 Хальмерпаютинской площади ВСП было остановлено в отложениях неокома, замеры показали, что при входе в АКЗ скорость упругих колебаний резко упала с

4500 м/с до 2750 м/с, т.е. почти на 40% относительно вышележащих отложений. В скважине 134 Юрхаровской площади ВСП проведено до кровли отложений баженовской свиты, замеры показали, что в АКЗ скорость упругих колебаний упала с 4000 м/с до 2250 м/с. В близлежащей скважине, расположенной вне АКЗ (скважина 180 Ямбургской площади), скорость упругих колебаний в ачимовской толще составляет около 4300 м/с, т.е. почти на 50% больше, чем в аналогичных отложениях в АКЗ (рисунки 2.5, 2.7). Подобное падение скорости отражают и материалы ВСП в скважине 2011 Пяяхинской площади (рисунок 2.5).

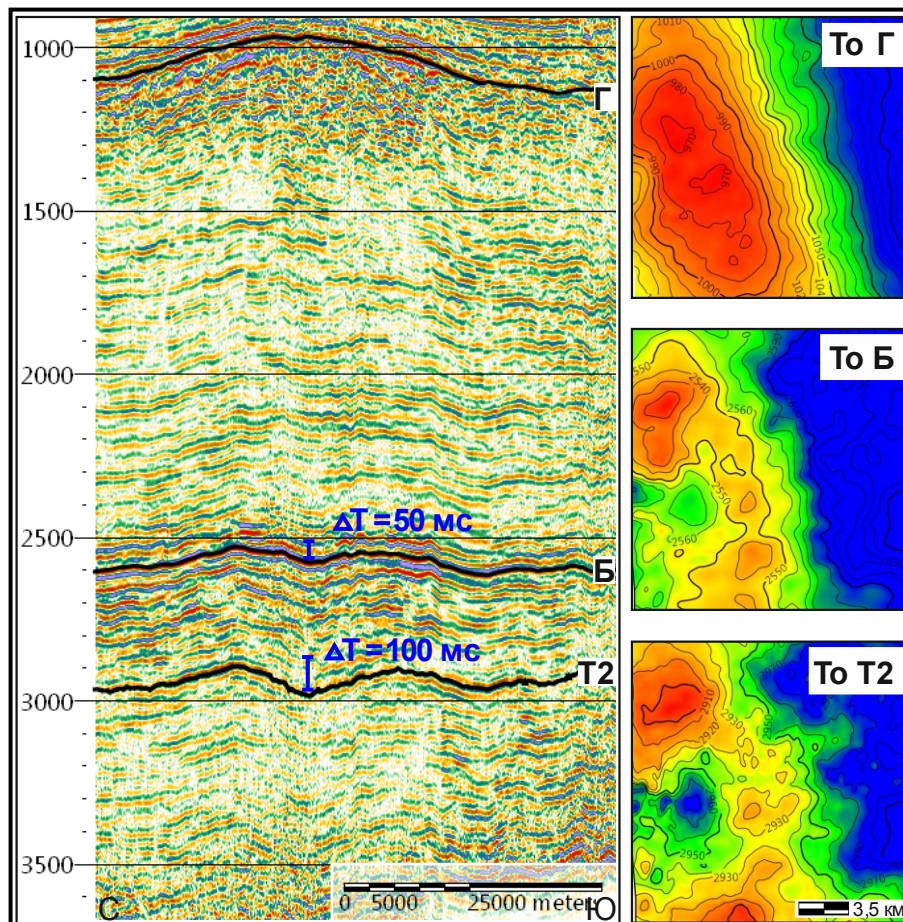


Рисунок 2.2 – АКЗ на северном куполе Уренгойского месторождения

Похожие результаты были получены при детальном изучении скоростей сейсмических волн МОГТ 2D и 3D, на многих АКЗ – Ямбургской, Хальмерпаютинской, Харасавейской, Юрхаровской, Находкинской и других [38]. Для центральных частей АКЗ характерны низкоскоростные аномалии цилиндрической формы (рисунок 2.6).

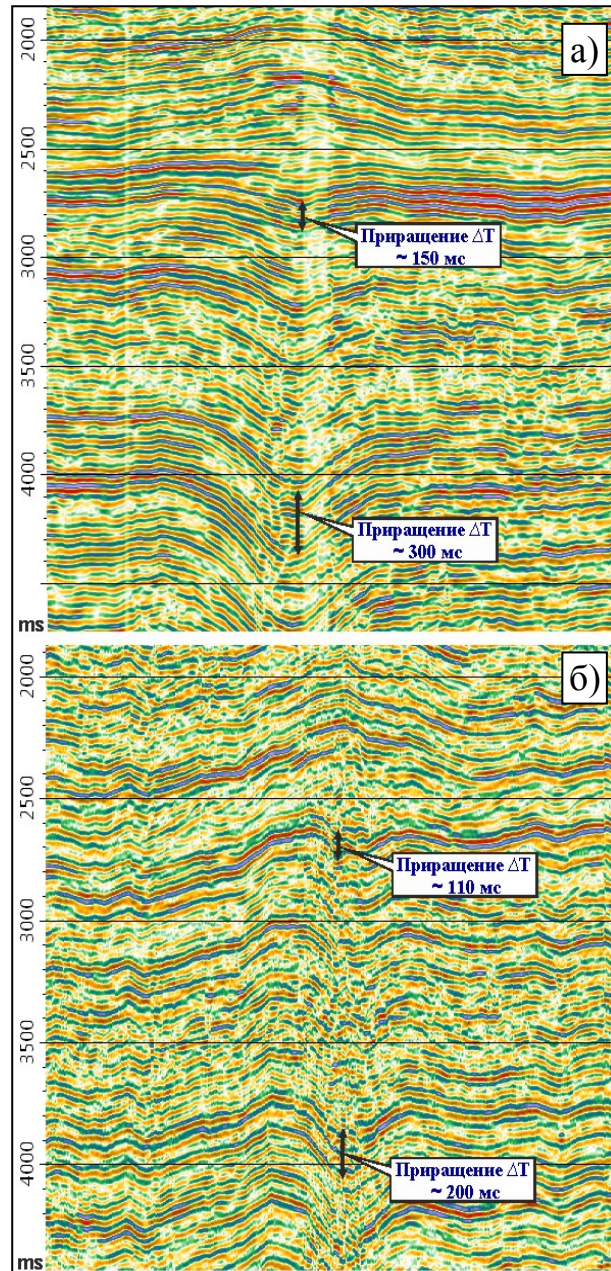


Рисунок 2.3 - Хальмерпаяутинская (а) и Пякяхинская (б) АКЗ (фрагменты временных разрезов по региональным профилям МОГТ №109, 108)

Скважины, пробуренные в Юрхаровской АКЗ и вблизи неё, позволяют сделать однозначный вывод о том, что реальная толщина меловых отложений значительно сокращается от периферии АКЗ к её центральной части (рисунок 2.7), т.е. Юрхаровская АКЗ сопровождается структурное поднятие с амплитудой по кровле юрских отложений (ОГ Б) 400 м и 200 м по кровле отложений сеномана (ОГ Г).

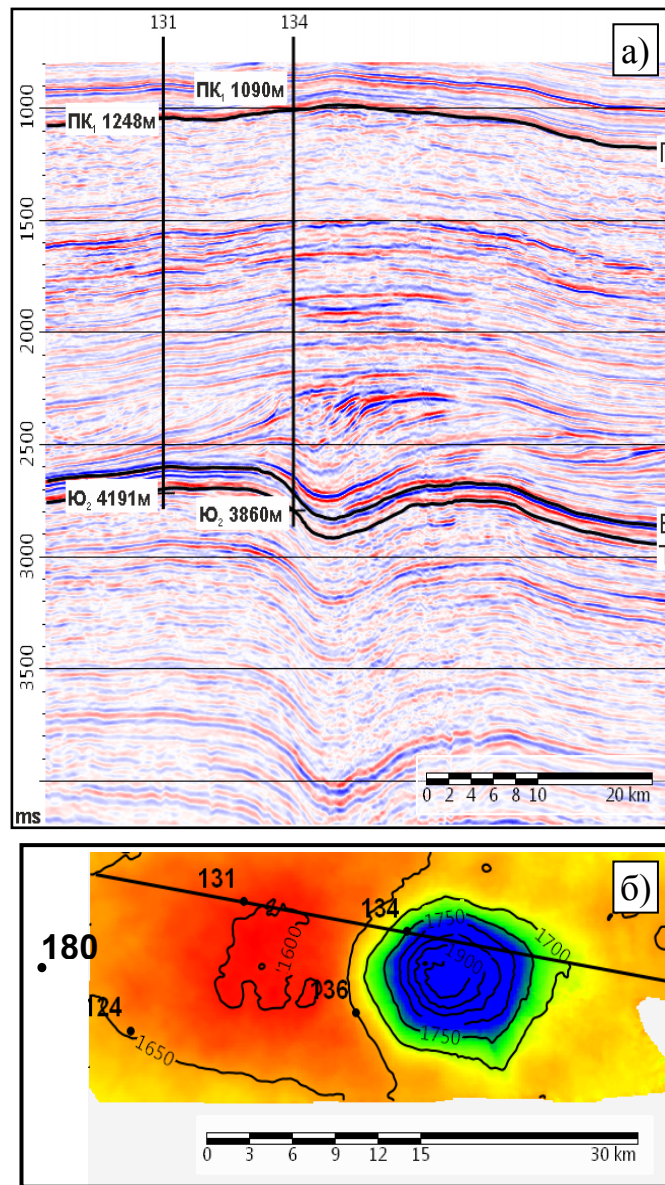


Рисунок 2.4 - Юрхаровская АКЗ: а - сейсмический временной разрез с проекциями пробуренных скважин, отметками кровли среднеюрских отложений (пласт Ю₂, отражающий горизонт Т) и кровли сеноманских отложений (пласт ПК₁, отражающий горизонт Г); б - карта временных толщин между ОГ Г и ОГБ

Таким образом, установлено, что АКЗ являются обычными антиклинальными структурами, но осложненными в нижней части разреза зонами разуплотнения пород, сопровождаемыми аномально низкими значениями скоростей сейсмических волн – кинематическими аномалиями сейсмической записи.

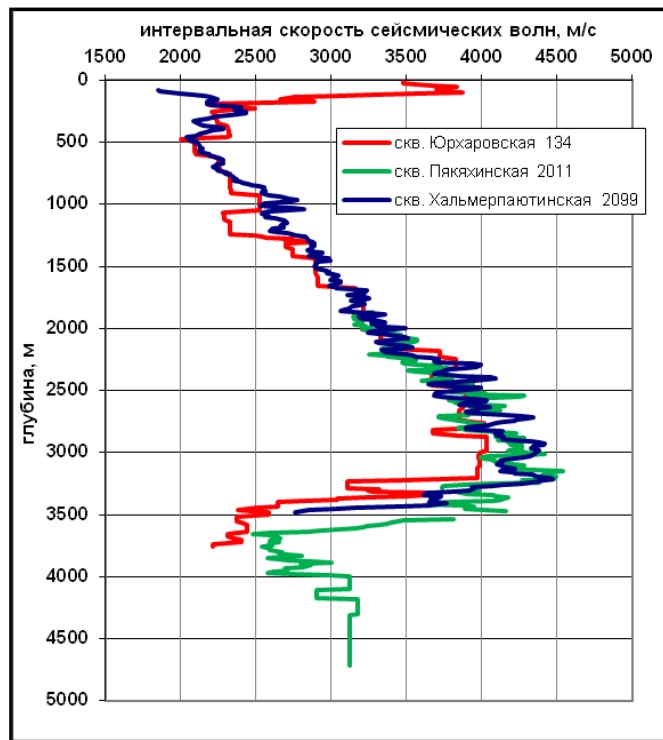


Рисунок 2.5 - Изменение интервальной скорости упругих колебаний с глубиной по данным ВСП в скважинах Хальмерпаютинская 2099, Пяяхинская 2011, Юрхаровская 134

2.2.2 Геологическая природа падения скоростей сейсмических волн в АКЗ

Каковы причины снижения скоростей сейсмических волн в АКЗ?

Известно, что в геологических условиях ЗС наиболее вероятными причинами сильного снижения скоростей сейсмических волн являются газонасыщение и АВПД. Какие данные о газонасыщении и пластовом давлении в центральных частях АКЗ и вблизи этих объектов получены в результате бурения скважин?

Скважиной 2099 Хальмерпаютинской установлена продуктивность пласта Ю₂, наличие следов внедрения УВ по трещинам в отложения титона. Промышленный приток из этого пласта не был получен из-за технических осложнений (активное газирование скважины). Материалы бурения показывают, что пластовое давление на глубине пласта Ю₂ соответствует АВПД с коэффициентом аномальности более 2,21.

В скважине 2011 Пяяхинской площади пласт Ю₂ не испытан, однако, доказана продуктивность пласта Ю₆. Проведена запись кривой восстановления

давления (КВД), расчетное пластовое давление составило 930 атмосфер, т.е. превысило условное гидростатическое в 2,08 раза. Из отложений ачимовской толщи получен высокодебитный приток газоконденсата, значение пластового давления оценено в 820 атмосфер, Ка - 2,12.

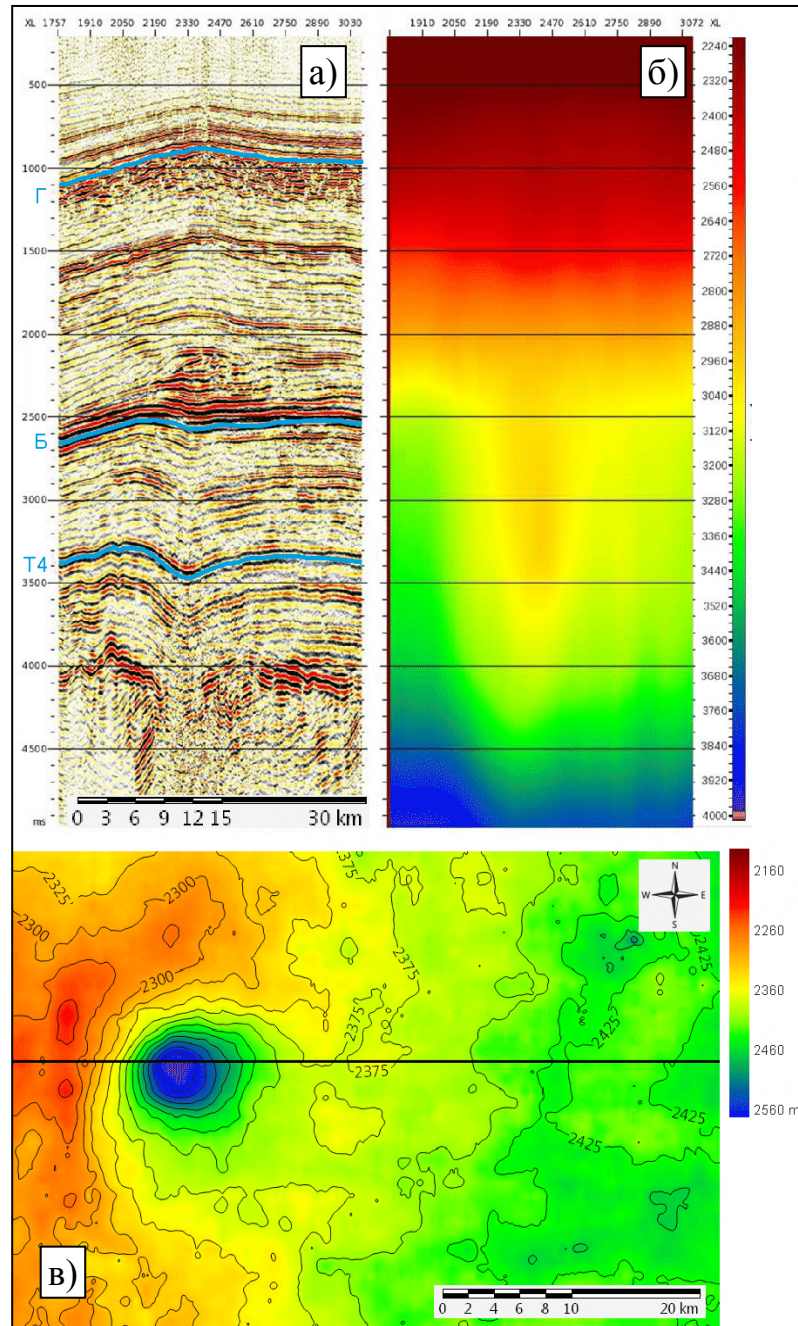


Рисунок 2.6 - АКЗ на Ямбургском месторождении: а - сейсмический временной разрез; б - разрез скоростей суммирования; в - карта временных толщин между ОГ Г и ОГ Т4

В периферийной части Харасавэйской АКЗ пробурена скважина 45. Из пласта Ю₂ получен высокодебитный приток газоконденсатной смеси, значение пластового давления составило около 650 атмосфер, Ка - 2,0.

Интересные результаты были получены при испытании скважины 134 Юрхаровского месторождения. На месторождении скважинами 136, 124, 131 была открыта и подтверждена залежь газоконденсата в пласте Ю₂. В скважине 134, где пласт Ю₂ занимает наиболее высокое гипсометрическое положение, был получен приток воды с газом. При этом дебит воды составил 126 м³/сут, а газовый фактор – 6,2 м³/м³. Учитывая низкую растворимость метана в воде, мы предполагаем, что такое высокое значение газового фактора может быть связано с наличием газа в свободной фазе, т.е. газовой залежи. Манометром была записана КВД, значение пластового давления оценено в 850 атмосфер, Ка - 2,16. Возможная причина такого притока (наличие воды в залежи) – некачественное цементирование заколонного пространства.

Таким образом, в пределах четырёх различных АКЗ скважинами установлено наличие залежей газоконденсата с АВПД, Ка =2,0-2,21. Как зависит скорость сейсмических волн от газонасыщения и пластового давления?

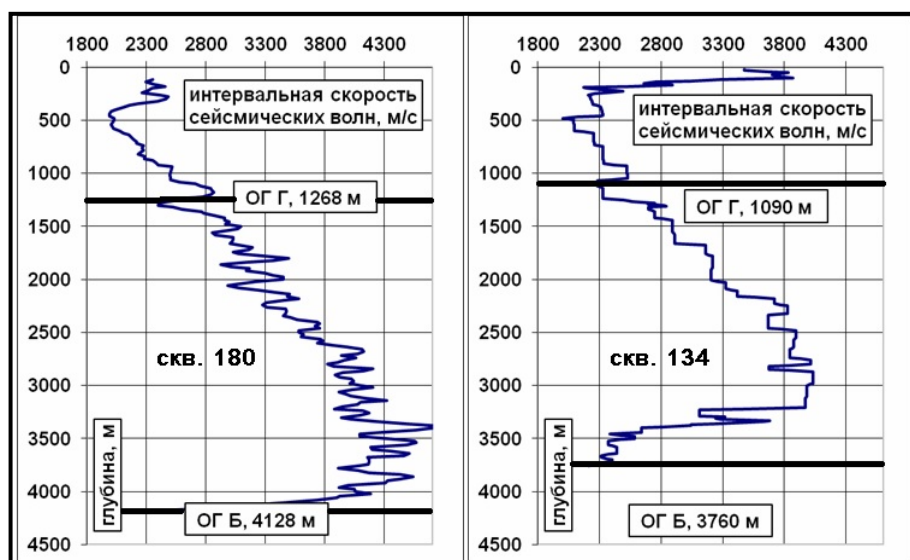


Рисунок 2.7 - Интервальные скорости сейсмических волн в интервале (ОГ Г-ОГ Б) по данным ВСП в скважинах 180 и 134

Эффекты замедления скоростей сейсмических волн газовыми залежами на месторождениях газа севера ЗС известно с 70-х г.г. прошлого века [217]. Например, сопоставляя сейсмические временные разрезы через Бованенковское и Харасавэйское месторождения с результатами бурения, можно убедиться, что интервальная скорость в сеноман-альбском интервале разреза в сводовой части структуры на 10% меньше, чем на крыльях (рисунок 2.8). За счёт резкого уменьшения интервальной скорости подгазовые отражающие границы оказываются в той или иной степени прогнутыми. Величина прогибания связана с толщиной сеноманской газовой залежи и уменьшается от свода поднятия к крыльям. Таким образом, сильное влияние газонасыщенности разреза на скорость упругих колебаний находит свое подтверждение на уникальных месторождениях газа, расположенных на севере ЗС. По данным Н.Н. Пузырева и др. [142], согласно лабораторным экспериментам, а так же расчетам по модели Био-Гассмана, присутствие даже небольшого количества пузырьков газа в пластовом флюиде для пород всех типов снижает скорости продольных волн на 10-20%. Поэтому в породах с пористостью выше 10% при концентрации газа около 5% скорости продольных волн близки к скоростям в породах, полностью насыщенных газом (или даже ниже в высокопористых породах). Согласно существующим представлениям о влиянии газонасыщения на скорость упругих колебаний, в песчанике с пористостью 25% и ниже никакая разница в газонасыщении не может обеспечить падение скорости сейсмических волн на 40%, что мы наблюдаем в АКЗ (рисунок 2.9).

Тем не менее, в возможности экспериментальной проверки зависимостей, графики которых приведены на рисунке 2.9, приходится сильно сомневаться.

Влияние на скорость упругих колебаний и сейсмических волн давления порового флюида (пластового и порового давления) известно довольно давно [1, 53, 54]. Характер этой связи изучен слабо, так как кондиционных данных о давлении флюидов в пластовых условиях мало (глава 3). Однако наиболее достоверные из имеющихся данных позволяют предполагать возможность объяснения двухкратного уменьшения скорости изменением флюидального давления (рисунок

2.10). Это возможно, если градиент зависимости скорости от давления (или его производных) увеличивается с приближением флюидального давления к значению литостатического давления (т.е. выполняются те условия, которые мы наблюдаем в АКЗ).

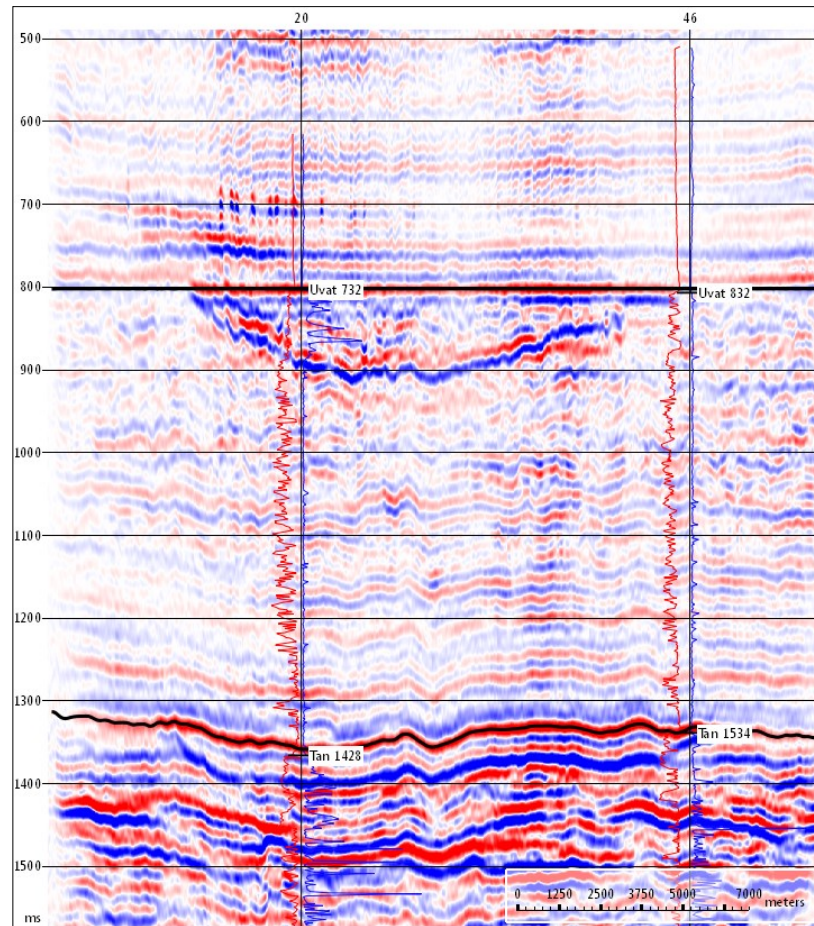


Рисунок 2.8 – Сейсмический временной разрез через Харасавэйское месторождение, выровненный на на ОГ Г (кровля отложений сеномана)

Против этой гипотезы о флюидодинамической природе АКЗ выступает одно важное обстоятельство: определения пластового давления в процессе испытания скважин Ямбургского, Харасавэйского, Песцового месторождений показали, что и вне АКЗ давление в среднеюрских отложениях может в 2-2,25 раза превышать условное гидростатическое давление для этих глубин, а вблизи Юрхаровской АКЗ пробурено несколько скважин, в которых зафиксированы притоки газоконденсата и АВПД с Ка 2.0-2.2. Объяснить эти факты, противоречащие флюидодинамической гипотезе АКЗ, можно тем, что истинные значения флюидального давления в

центральных частях АКЗ ещё выше, чем принятые по результатам испытания скважин. Поскольку значение флюидального давления не может превышать значения давления гидроразрыва, вероятно, в АКЗ оно близко к нему, т.е. АКЗ маркируют зоны, сложенные породами, в которых стенки пор находятся под предельно возможной нагрузкой внутривещных флюидов, в первую очередь (как показывают результаты испытаний) – УВ-газов. По мнению известного исследователя-геофизика, профессора Хьюстонского университета Г.М.Голошубина, эффект зависимости скорости упругих колебаний от частоты, характерный и для центральных частей АКЗ, говорит о влиянии на скорость сейсмических волн трещинной составляющей [43, 188]. Именно образование трещин флюидоразрыва может являться причиной феномена АКЗ. Наличие в центральных частях АКЗ пород-коллекторов, заполненных высоконапорным газом, дает основание рассматривать АКЗ как каналы поступления высоконапорных флюидов, в т.ч. углеводородных газов, в осадочный чехол и называть их «газовыми трубами» (гипотеза ряда исследователей, таких как Р.М.Гатаулин, Р.М.Бембель, А.А.Нежданов и др.).

С гипотезой «газовых труб» согласуются результаты электроразведочных работ, проведенных в 2013 году на Юрхаровском месторождении [216]. На разрезах электросопротивления, полученных путем зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ), Юрхаровской АКЗ соответствует столбообразная зона повышенных значений (рисунок 2.11). Вполне возможно, что повышение электрического сопротивления в АКЗ относительно вмещающих пород вызвано повышенным газонасыщением.

Крупным АКЗ соответствуют отрицательные гравиметрические аномалии [23]. По результатам магнитно-плотностного моделирования Хальмерпаютинской структуры по данным региональных грави- и магнитометрической съемок, материалов ВСП и ГИС по скважине 2099, А.П.Шелиховым [175] было установлено, что наиболее адекватно отражает наблюдаемые особенности строения этого объекта наличие столбообразной разуплотненной зоны в нижней части разреза с дефицитом плотности $0,17-0,18 \text{ г/см}^3$. Поскольку газонасыщенность

связана с плотностью отложений прямой зависимостью, этот факт говорит в пользу гипотезы о том, что АКЗ являются вертикальными зонами газонасыщения, «газовыми трубами».

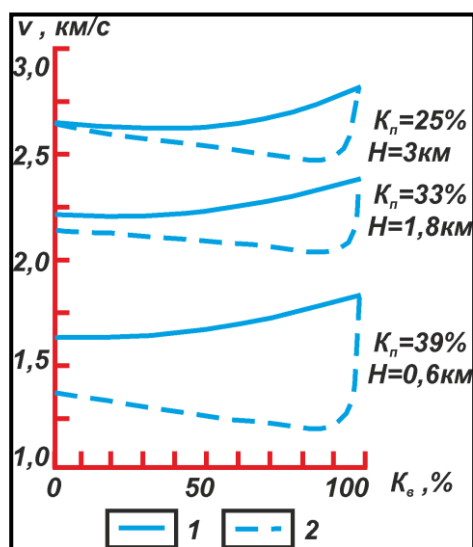


Рисунок 2.9 – Изменение скорости упругих колебаний в зависимости от водонасыщения (K_v) пор песчаника [1, 185] (1-поры заполнены смесью воды и нефти; 2-поры заполнены смесью воды и газа)

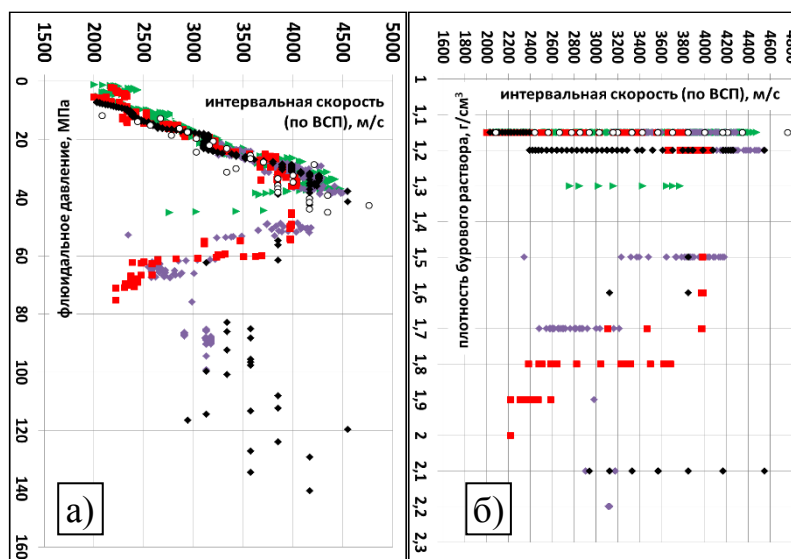


Рисунок 2.10 – Изменение скорости упругих колебаний в зависимости от флюидального давления (а) и плотности бурового раствора, использованного при вскрытии (б)

Феномен АКЗ является аргументом в пользу генетической связи АВПД и миграции флюидов. Ведущая роль глубинных флюидов в геодинамических процессах как рабочего агента для быстрого переноса громадного объема энергии

на большие расстояния без значительных потерь обосновывается в статьях Б.М.Валяева, А.Н.Дмитриевского, Ф.А.Летникова, Н.И.Павленковой и др. [50, 95, 136] (глава 1). Не исключено, что тектонические движения, сформировавшие поднятия Западной Сибири, сопровождаемые АКЗ, были порождены потоками глубинных флюидов, то есть первичным в системе «АКЗ - поднятие» является именно АКЗ – мощнейший поток глубинных флюидов, передающий напряжения ядерно-мантийных источников энергии. Во всяком случае, на наш взгляд, предположение о генетическом характере связи большей части АКЗ с амплитудными антиклинальными поднятиями не выглядит невероятным.

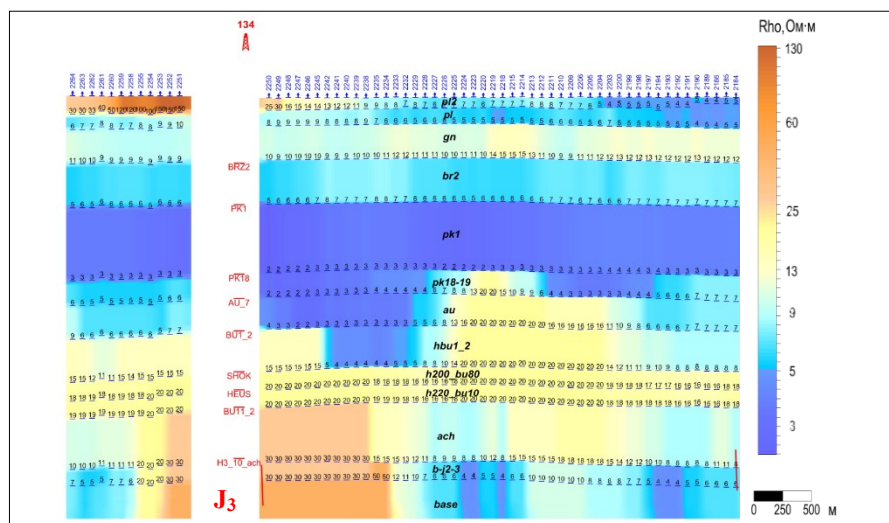


Рисунок 2.11 – Субширотный геоэлектрический разрез (метод ЗСБ [216])
через Юрхаровскую АКЗ

2.2.3 Распространение АКЗ

Западная Сибирь покрыта довольно плотной сетью сейсморазведочных профилей, в последние годы сейсморазведочные работы активизировались и в Карском море. Поэтому большая часть АКЗ Западной Сибири может быть закартирована. Результаты сбора информации и идентификации АКЗ на сейсмических разрезах представлены на рисунке 2.12 в виде карты АКЗ Западной Сибири. Амплитуда инверсии, замеренная способом, изображенным на рисунке 2.1, показана на рисунке 2.12 в виде диаметра значков, который пропорционален её значению. Максимальный диаметр АКЗ и максимальная величина инверсии

уменьшается от центральных частей впадин к периферии. Наибольшая амплитуда инверсии характерна для АКЗ на Юрхаровском и Хальмерпаютинском месторождениях (рисунки 2.3, 2.4). Юрхаровская АКЗ является, возможно, самой амплитудной кинематической аномалией в ЗС: амплитуда инверсии от горизонтальной плоскости составляет 500 мс. Это предполагает возможное падение скоростей сейсмических волн до 60% по сравнению с их скоростью вне АКЗ.

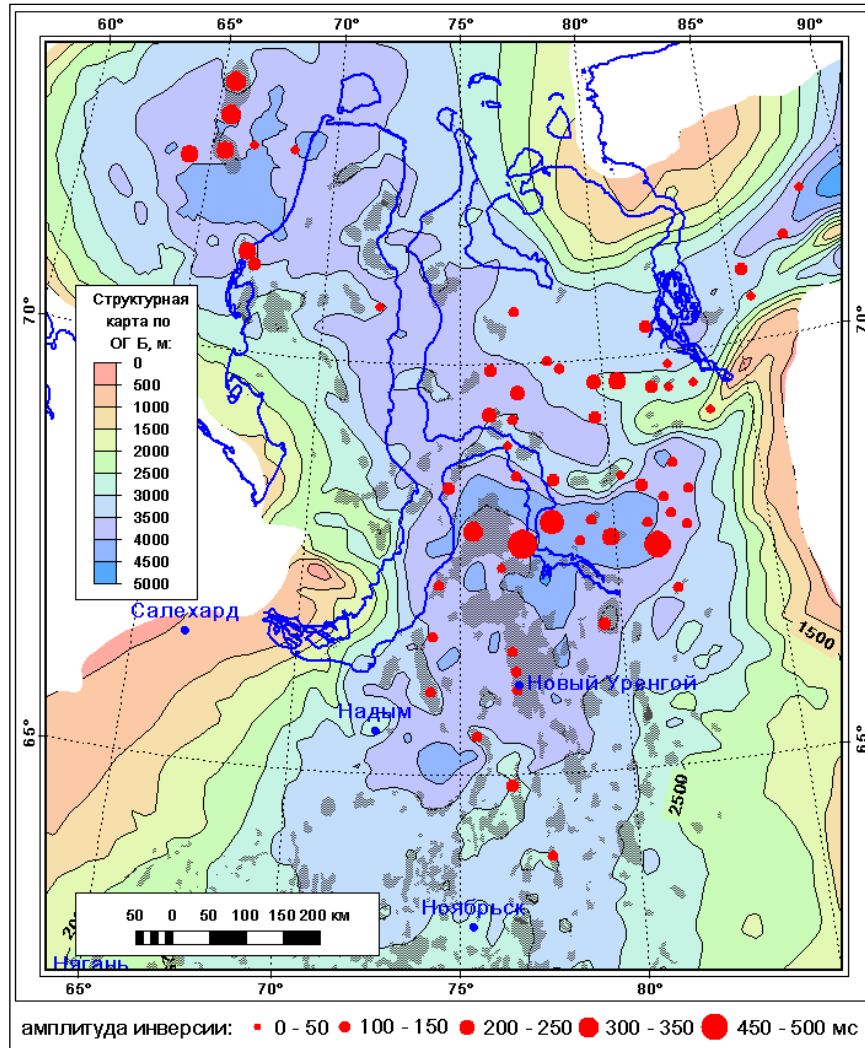


Рисунок 2.12 - Схема расположения известных кинематических аномалий сейсмической записи типа АКЗ и крупных аномалий типа «газовый пузырь» в северной части ЗС (см. пояснения в тексте)

Несмотря на то, что большинство АКЗ ЗС охватывают отложения неокома и юры, некоторые из них сосредоточены в нижне- и среднеюрской частях разреза (Заполярная площадь, рисунок 2.13).

Большей частью АКЗ Западной Сибири приурочены к наиболее прогнутым зонам бассейна: Большехетской впадине (Хальмерпаютинская, Находкинская, Пякяхинская площади), к её периферийным частям (Ямбургская, Юрхаровская, Заполярная, Сопочная, Огненная площади), к Енисей-Хатангскому региональному прогибу (Яровская, Нанаяднская площади), к Южно-Карской впадине (Русановская, Ленинградская, Невская площади, рисунки 2.14, 2.15) и её периферии (Харасавэйская площадь, рисунок 2.16). В южном направлении распространение типичных АКЗ в Западной Сибири ограничивается, по-видимому, Губкинским и Еты-Пуровским месторождениями. Амплитуда этих АКЗ намного меньше, чем у АКЗ северных площадей.

Полностью аналогичные Западно-Сибирским АКЗ аномалии сейсмической записи зафиксированы в районах современной геодинамической активности – на шельфе северо-восточного склона острова Сахалин [64], в Татарском проливе [98]. Сахалинские АКЗ расположены на нефтегазовых месторождениях: Чайво-море, Аркутун-Даги на Аяшском структурном поднятии. Амплитуда инверсии Чайвинской АКЗ составляет 100 мс, диаметр – 10 км (рисунок 2.17). В отличие от АКЗ Западной Сибири, Сахалинские АКЗ изучены лучше. Они вскрыты эксплуатационными скважинами, доказано отсутствие структурной инверсии геологических границ. Доказано, что АКЗ Сахалинского шельфа являются сейсмическими аномалиями «газовых труб», образованными современными процессами внедрения газа в толщи осадочных пород. В районе зафиксировано АВПД, АВПоД с $K_a=1,76-2,1$ в глинах неогенового возраста, геохимические аномалии, известно наличие современных геодинамических и флюидодинамических процессов, в том числе струйной флюидомиграции, вулканизма различных видов: магматического, грязевого, газо- и гидровулканизма [40, 133].

Кинематические аномалии цилиндрической формы обнаружены в Беринговом море [199]. Берингоморские АКЗ находятся в терригенных отложениях кайнозойского возраста на глубине 200-2000 м, амплитуда инверсии составляет около 35 мс, диаметр 2-8 км. По сравнению с АКЗ Западной Сибири и

Сахалина, АКЗ, обнаруженные в Беринговом море значительно меньше, Однако причина их возникновения такая же как у первых – газовый поток. Их расположение на границе зоны стабильности газогидратов указывает, что они связаны с современными локальными газовыми потоками, возникающими из-за разрушения слоя газогидратов.

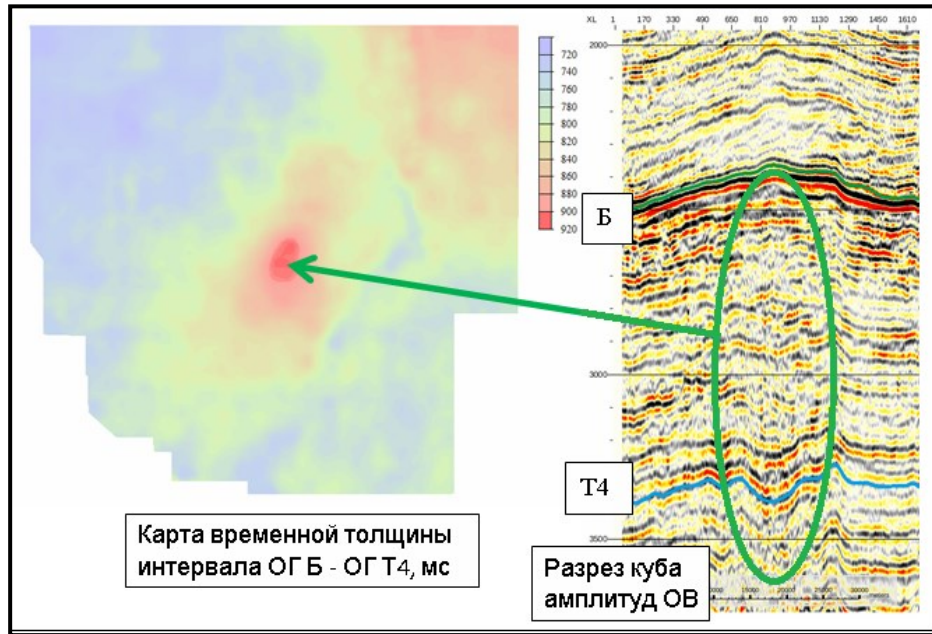


Рисунок 2.13 – АКЗ в юрской части разреза на Заполярном месторождении

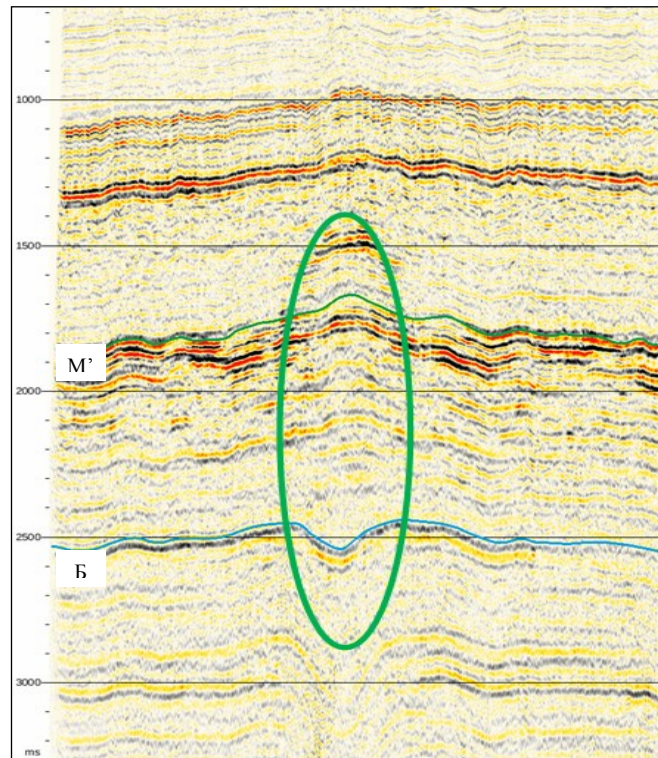


Рисунок 2.14 – АКЗ на Русановском месторождении

Феномен АКЗ показывает, что для прогноза Ка пластового давления на неразбуренных площадях можно использовать данные сейсморазведки. Кинематические аномалии, связанные с АВПД, АВПоД во множестве присутствуют в разрезе ЗС, мы предлагаем называть их флюидодинамическими аномалиями сейсмической записи, а их идентификацию – флюидодинамической интерпретацией данных сейсморазведки.

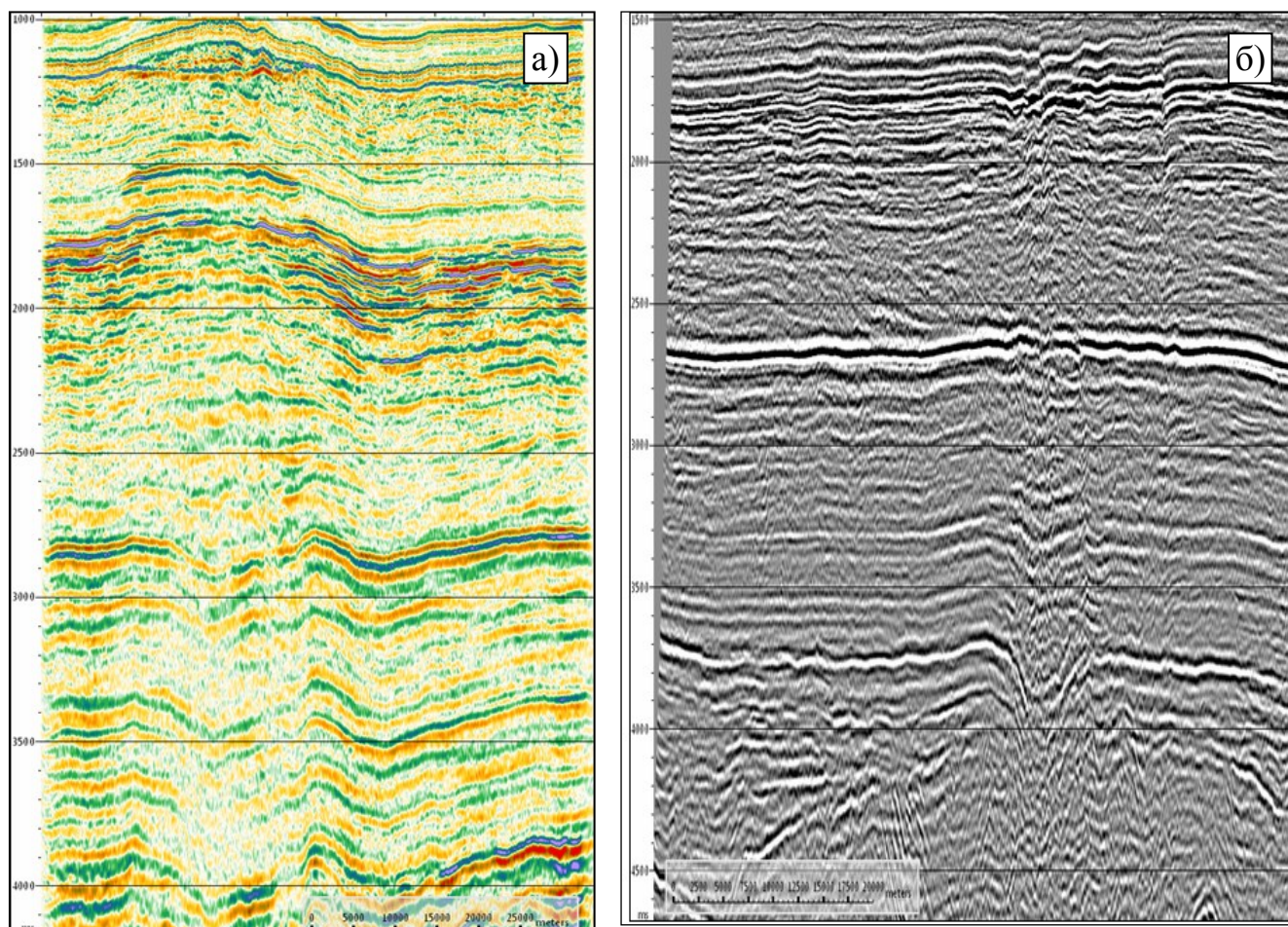


Рисунок 2.15 – АКЗ в центральной части Ленинградского газоконденсатного месторождения (а) и на близлежащей Невской площади (б)

2.3 Газовые пузыри

Феномен АКЗ показывает, что сейсмические материалы могут содержать информацию о генетически связанных явлениях внедрения газа и возникновения АВПД. Возможность идентификации АКЗ как флюидных потоков за счет их формы подсказывает, что форма проекции пересечения флюидного потока с определенным интервалом разреза отражает результат рассеивания вещества

потока этим интервалом. Литологически однородный слой относительно равномерно, слабо рассеивает флюидный поток и форма потока близка к шарообразной, к форме пузыря. Как правило, в условиях терригенного разреза наиболее выдержанные отложения – толщи глин глубоководно-морского генезиса. Вероятно поэтому большинство АКЗ ЗС начинают проявляться с уровня глинистых формации неокома и верхней юры. Кроме того, именно в глинах наиболее резко снижаются интервальные скорости распространения сейсмических колебаний по данным ВСП, проведенного в глубоких и сверхглубоких скважинах, пробуренных на севере ЗС.

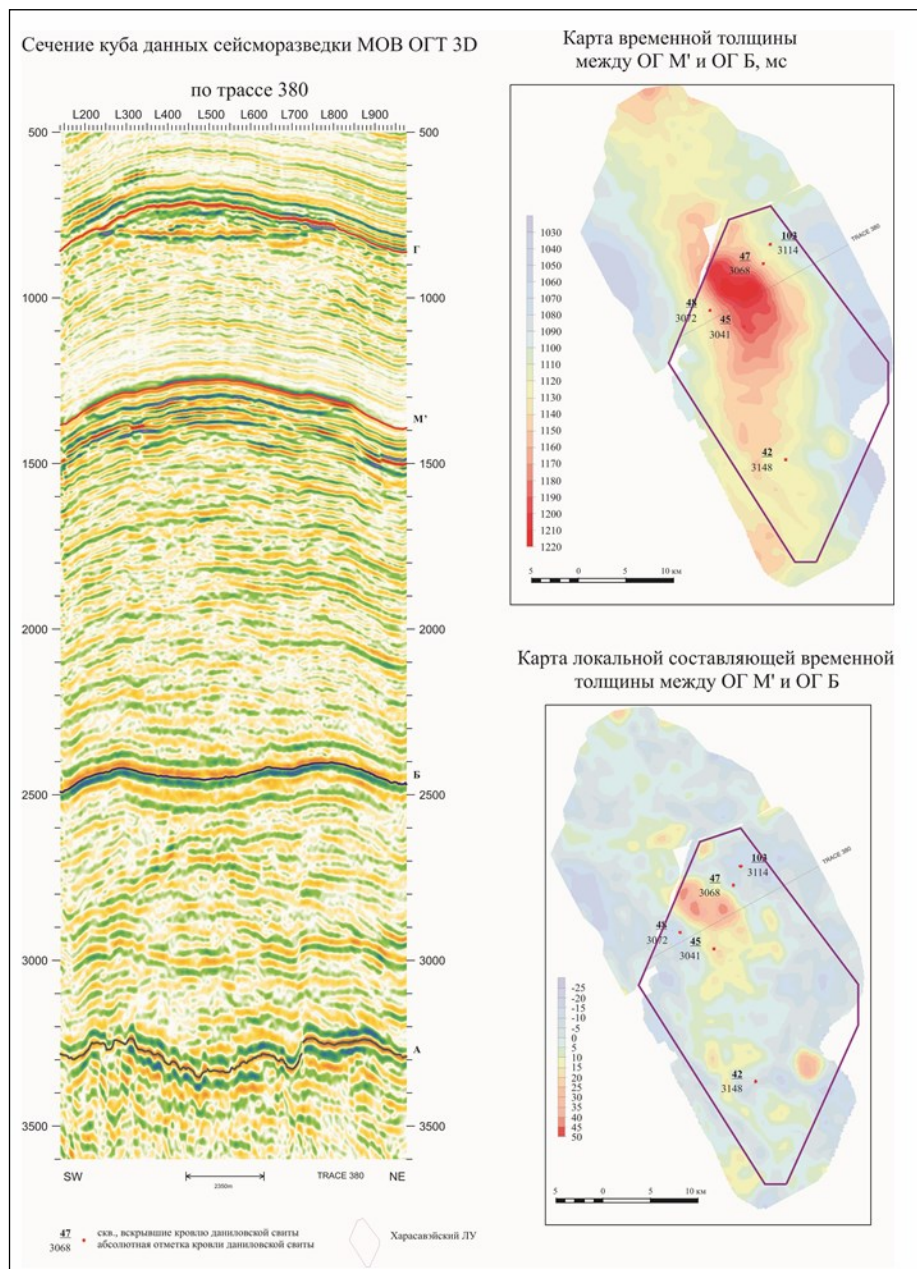


Рисунок 2.16 – Харасавэйская АКЗ

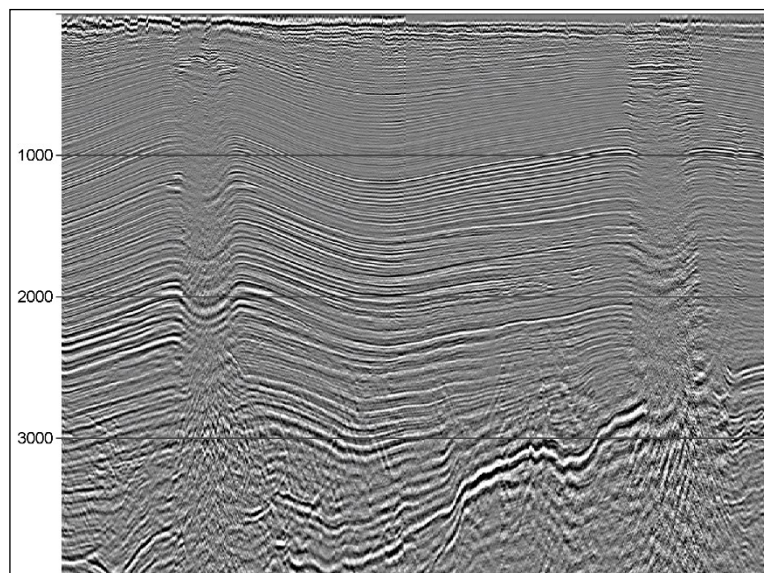


Рисунок 2.17 - Сейсмический временной разрез через месторождения Чайво-море (слева) и Аркутун-Даги (справа) на шельфе Сахалина

Более неоднородная толща вышележащих отложений неокома шельфового генезиса быстрее рассеивает поток, поэтому вещество, обходя более плотные зоны, поглощается более проницаемыми и ёмкими породами, пластовое давление выравнивается, достигает гидростатических значений, кинематическая аномалия и АКЗ в вышележащих отложениях отсутствует. Этим обоснована особая роль литологически и акустически однородных интервалов разреза как слоёв-детекторов, записывающих информацию о проходящих сквозь них флюидных потоках и хранящих её в течении определённого времени. Литологические и порождённые ими акустические неоднородности обычно не позволяют идентифицировать потоки вещества. АКЗ же отражающиеся на латеральных срезах кубов сейсморазведочных материалов МОГТ 3D вдоль слоёв детекторов изометричными «дырками» сечений шарообразных «пузырей» (рисунки 2.18-2.22).

Газовые пузыри – круглые в плане небольшие по площади (первые км²) и вертикальной протяженности (100-200 мс) неоднородности сейсмического волнового поля, отождествляемые с отдельными порциями УВ газов, находящихся в процессе миграции. Газовые пузыри вскрыты глубокими скважинами (Ямбургское, Уренгойское нефтегазоконденсатные месторождения или НГКМ), подтверждающими высокую газонасыщенность разреза и высокие значения

коэффициента аномальности (K_a) АВПД в интервале газовых пузырей, что выражается преимущественно в большом числе осложнений в процессе бурения, крепления и освоения этих скважин.

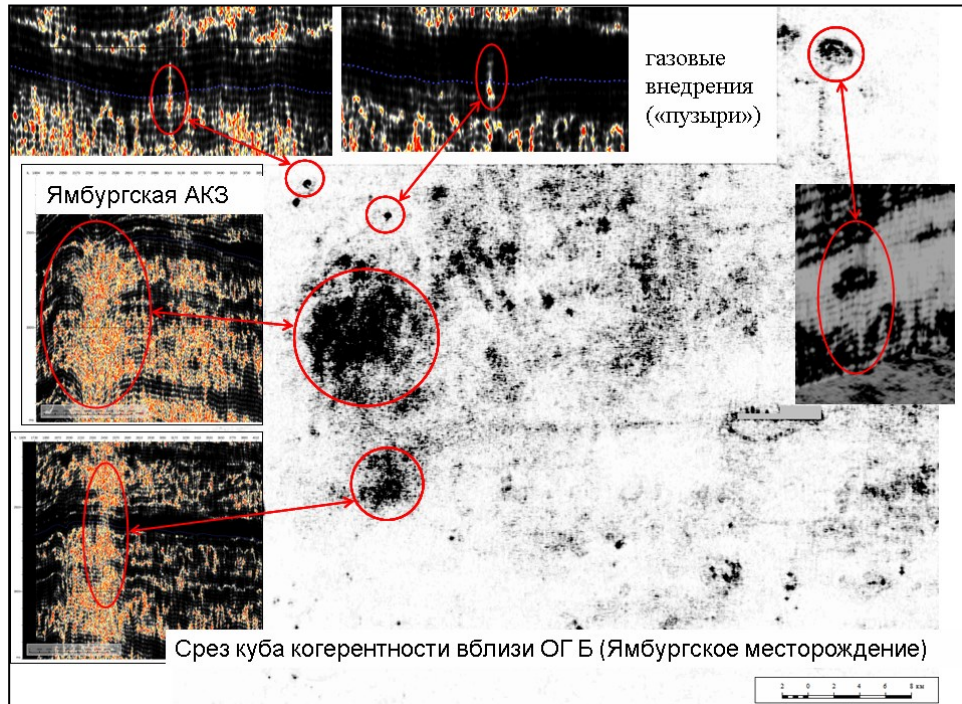


Рисунок 2.18 – Срез куба когерентности вблизи ОГ Б (Ямбургское месторождение)

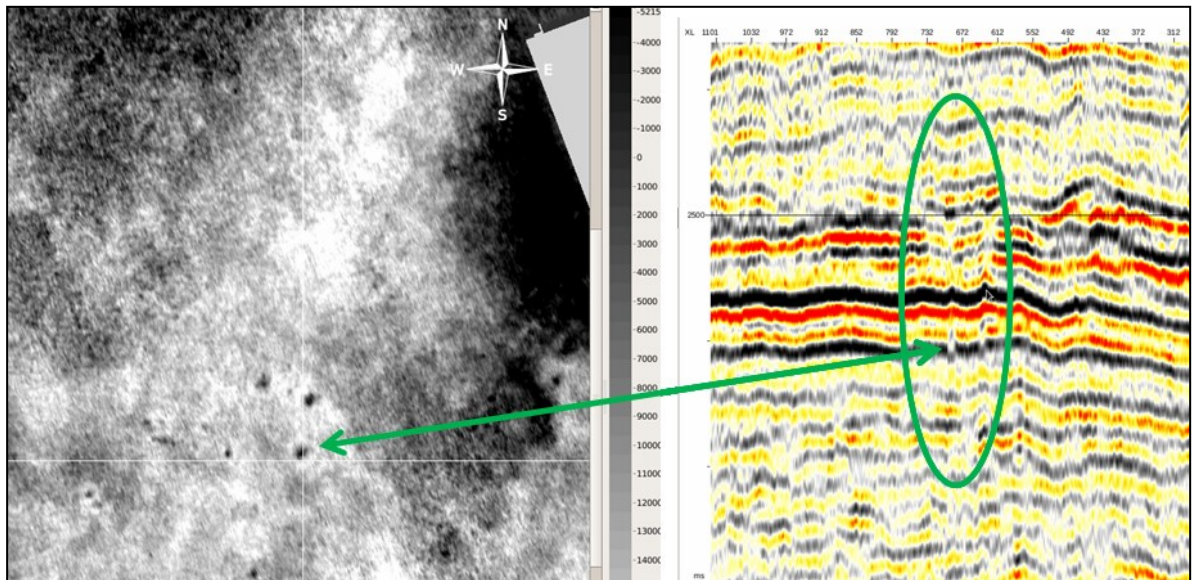


Рисунок 2.19 – Отражение узко локализованных очагов внедрения газа в верхнеюрско-неокомском интервале разреза («газовые пузыри») на материалах сейсморазведки МОГТ 3D (Самбургское месторождение, куб амплитуд)

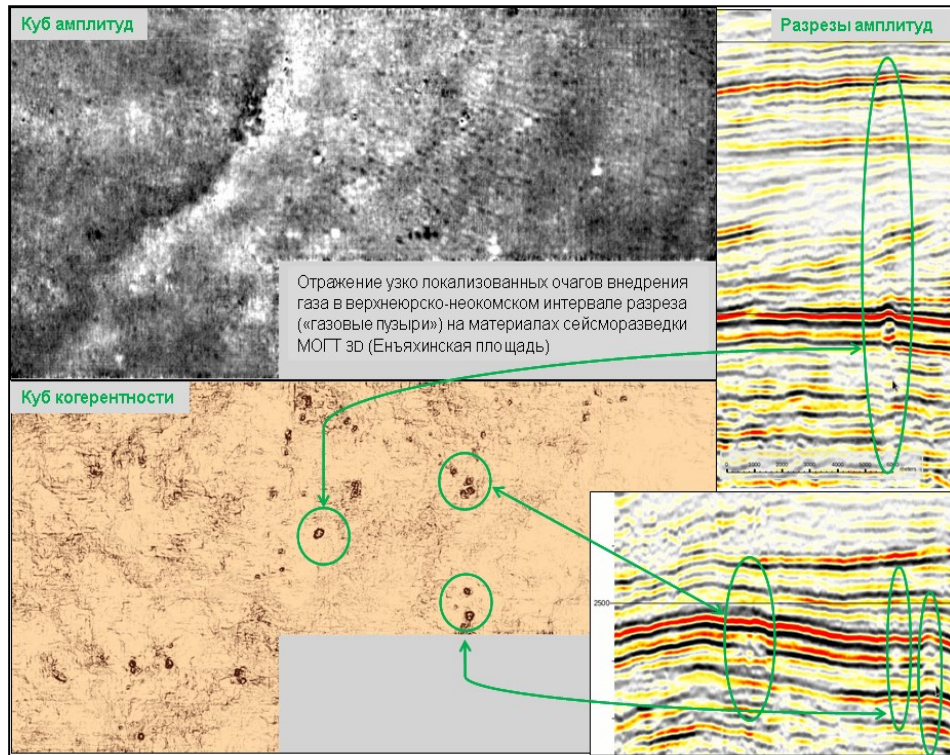


Рисунок 2.20 – Отражение узко локализованных очагов внедрения газа в верхнеюрско-неокомском интервале разреза («газовые пузыри») на материалах сейсморазведки МОГТ 3D (Еньяхинская площадь)

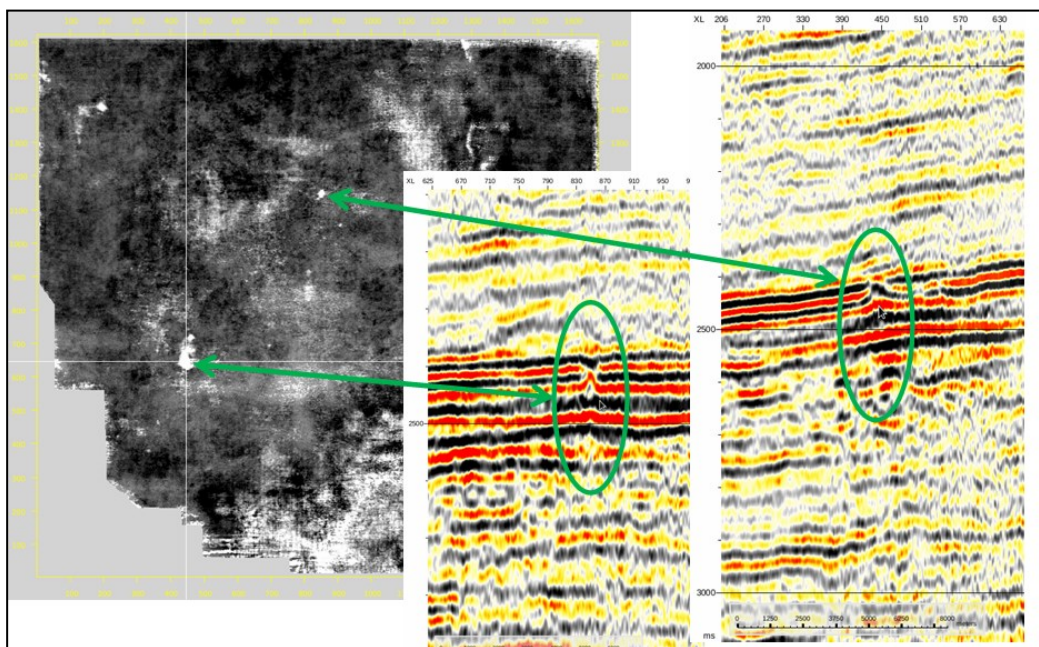


Рисунок 2.21 – Отражение узко локализованных очагов внедрения газа в верхнеюрско-неокомском интервале разреза («газовые пузыри») на материалах сейсморазведки МОГТ 3D (Заполярное месторождение, куб амплитуд)

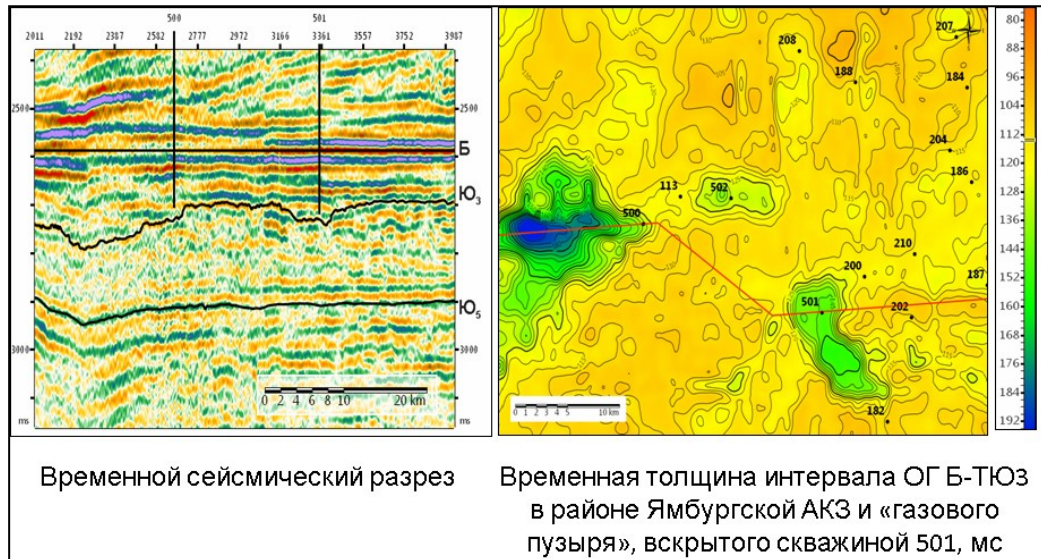


Рисунок 2.22 – Характеристика «газового пузыря» в пласте ЮЗ по скважине 501 Ямбургского месторождения, ставшего причиной аварийного фонтана (Ка пластового давления более 2,25)

По морфологии сейсмические аномалии типа «газовый пузырь» можно разделить на несколько типов, такие как круглые и неправильно-изометричные, однородные и зонально-кольцевые на горизонтальных срезах, по размерам – на мелкие (до 0,1 км²), средние (до 0,5 км²) и крупные (более 0,5 км²). Проявляются газовые пузыри как на обычных разрезах и кубах амплитуд, так и в специальных атрибутах (когерентность, добротность, мгновенные фазы, амплитуды и т.п.).

Газовые пузыри закартированы практически на всех закрытых сейсморазведкой МОГТ 3D площадях на ЛУ ПАО «Газпром» на территории ЯНАО. Их количество определяется, в первую очередь, качеством сейсморазведочной информации, которое зависит как от сейсмогеологических условий, так и параметров съемки и качества обработки данных. В связи с разнородностью имеющейся сейсморазведочной информации достоверно оценить количественное распределение газовых пузырей по изученной территории невозможно. Можно лишь отметить их значительное количество на Еньяхинской, Песцовой Ямбургской, Заполярной, Самбургской и др. площадях наиболее погруженной части Надым-Пур-Тазовского региона. Несколько меньшее их количество

отмечено на Тамбейской группе месторождений, в значительно меньших количествах они присутствуют на Медвежьем месторождении.

На других месторождениях, закрытых съемкой МОГТ 3D с неоптимальными системами наблюдений и низкой кратностью суммирования (Новопортовское, Бованенковское, Харасавэйское, Юбилейное, Уренгойское и др. участки и месторождения) оценить достоверно количество газовых пузырей затруднительно. В южном направлении (Губкинское, Западно-Таркосалинское, Вынгапуровское месторождения) количество мелких газовых пузырей несколько снижается по сравнению, например, с Ямбургским и Песцовым месторождениями. На территории ХМАО-Югры (по ограниченным данным) газовых пузырей в заметных количествах не отмечено.

В других нефтегазоносных бассейнах аномалии сейсмической записи, напоминающие газовые пузыри, также распространены. Например, большое количество подобных аномалий установлено в интервале соленосных отложений на месторождениях Восточной Сибири (рисунки 2.23 - 2.25).

2.4 Следы естественного флюидоразрыва пород

По данным сейсморазведки МОГТ 2D и 3D в объеме АКЗ и газовых пузырей установлены участки терминации отражений, разрывов и деформации осей синфазности, сочетающиеся с временными раздувами. Хотя такие объекты практически не изучены бурением, а количество их незначительно, интерпретация их как структур, связанных с естественным флюидоразрывом пород, представляется автору наиболее вероятной.

Например, такие структуры, осложняющие «газовый пузырь» установлены по материалам сейсморазведки МОГТ 2D в интервале отложений турона-сенона (ОГ Г-С₃) на Падинском ЛУ, который расположен непосредственно к востоку от Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения, на котором установлена промышленная газоносность надсеноманских отложений, приуроченная к глинисто-кремнистым отложениям сенона. Рассматриваемый объект (рисунок 2.26) примыкает с востока к контуру газоносности сенона Медвежьего месторождения.

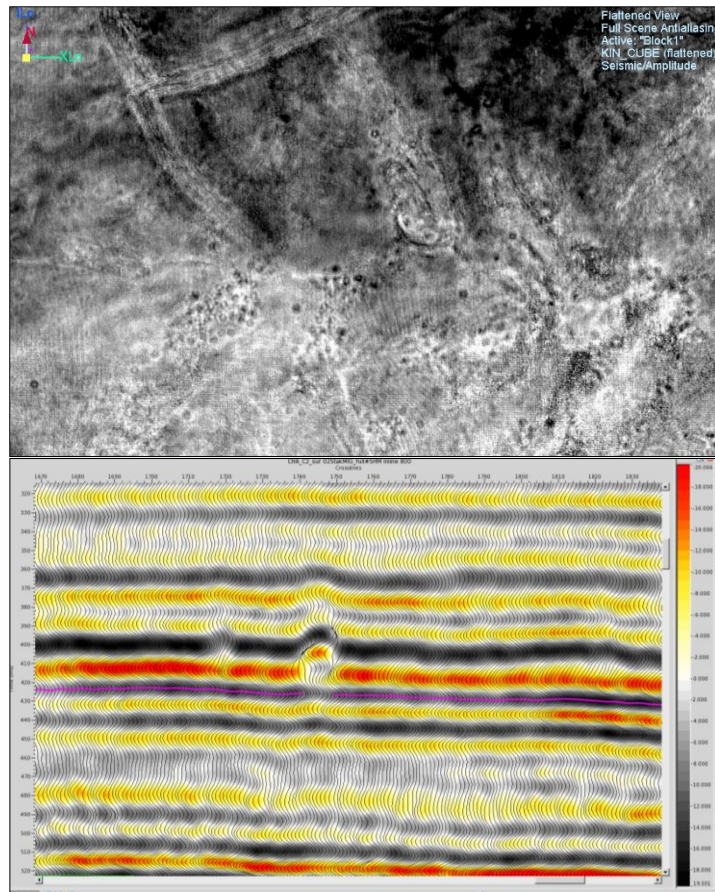


Рисунок 2.23 - Аномалии сейсмической записи типа «газовый пузырь» в интервале отложений усольской свиты (кровля осинского горизонта, ОГ А) на Чаяндинском месторождении. Седиментационный срез куба амплитуд вдоль ОГ А и сейсмический временной разрез

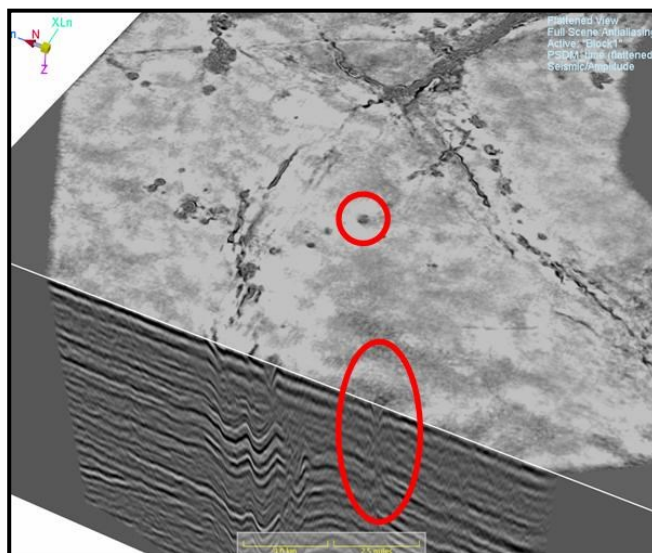
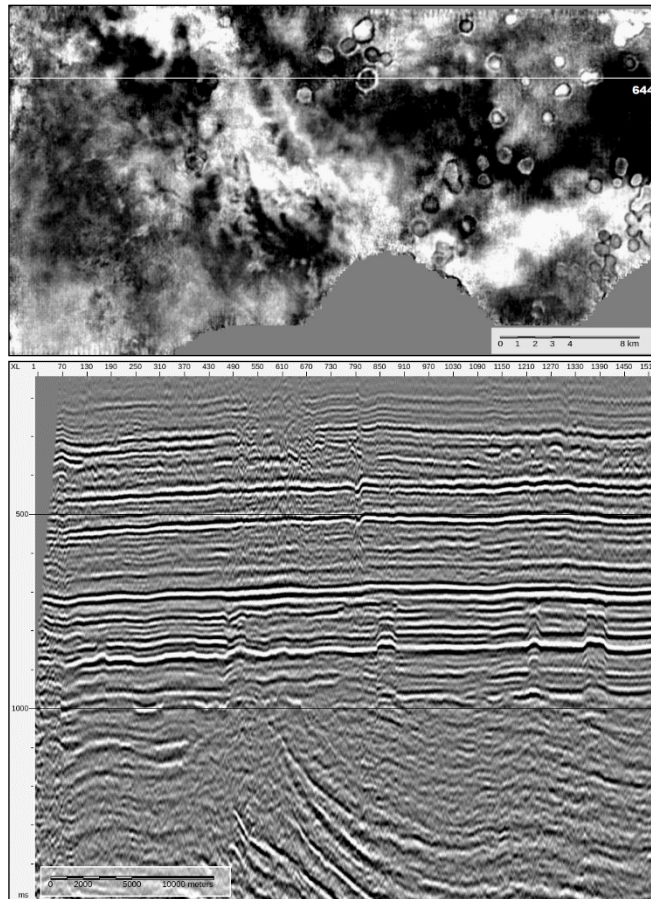


Рисунок 2.24 - Аномалии сейсмической записи типа «газовый пузырь» в интервале соленосных отложений усольской свиты на Ильбокичском месторождении



*Рисунок 2.25 - Салаирская площадь Оморинского лицензионного участка.
Горизонтальный срез куба амплитуд на уровне 818 мс и сейсмический временной
разрез по линии 644*

Судя по волновой картине, разорванным является именно сенонский интервал разреза, сложенный глинистыми опоками, т.к. в нем регулярные отражения не прослеживаются. Раздвиг временных толщин в объеме рассматриваемого объекта свидетельствует о его газонасыщении.

В объеме сеноманских газовых залежей на месторождениях ЯНАО зачастую хорошо заметны звездчатые и линейные структуры, которые также можно рассматривать как следы естественного флюидоразрыва коллекторов сенона при взрывном расширении заполняющего их глубинного газа. Это явление хорошо заметно, например, на Еньяхинском нефтегазоконденсатном месторождении (рисунок 2.27), сейсмические материалы МОГТ 3D по которому имеют высокое качество.

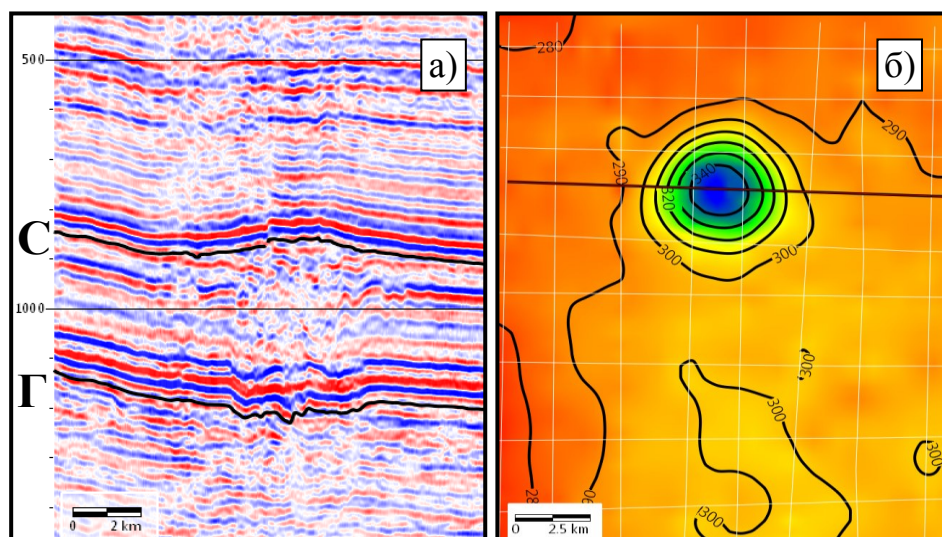


Рисунок 2.26 – АКЗ на Падинской площади (а - временной сейсмический разрез МОГТ 2D по субширотному профилю, б – карта временной толщины интервала ОГ С3-ОГ Г, мс)

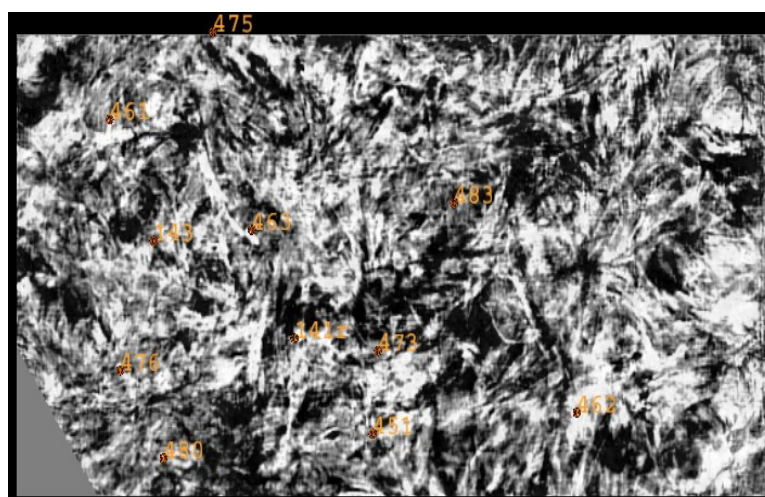


Рисунок 2.27 – Енъяхинское месторождение. Горизонтальное сечение куба амплитуд на времени 1076 мс через сеноманскую газовую залежь. Съемка МОГТ 3D (по данным А.А. Нежданова)

Косвенным подтверждением возможности формирования таких структур является наличие признаков порово-трещинных коллекторов по результатам испытания сеномана [140]. Хотя предположение о трещиноватости в слабо сцементированных песчаниках сеномана (вплоть до рыхлых песков) не слишком убедительно, наличие «взрывных» структур в сеномане дает основание считать, что сеноманские коллекторы в их объеме обладают более высокими ФЕС, что и

определяет неоднородность коллекторских свойств, отражающуюся на форме КВД.

Несколько объектов, напоминающих «грязевые диапиры» под грязевыми вулканами тектонически активных областей, установлено на территории ЯНАО, ХМАО-Югры и в Карском море. Так, в приуральской части части ХМАО-Югры, вблизи границы со Свердловской областью, по материалам сейсморазведки МОГТ 3D (рисунок 2.28) закартирован круглый в плане объект, пересекающий весь осадочный чехол и напоминающий в разрезе «трубку взрыва». В плане этот объект имеет круглую форму и элементы концентрической зональности.

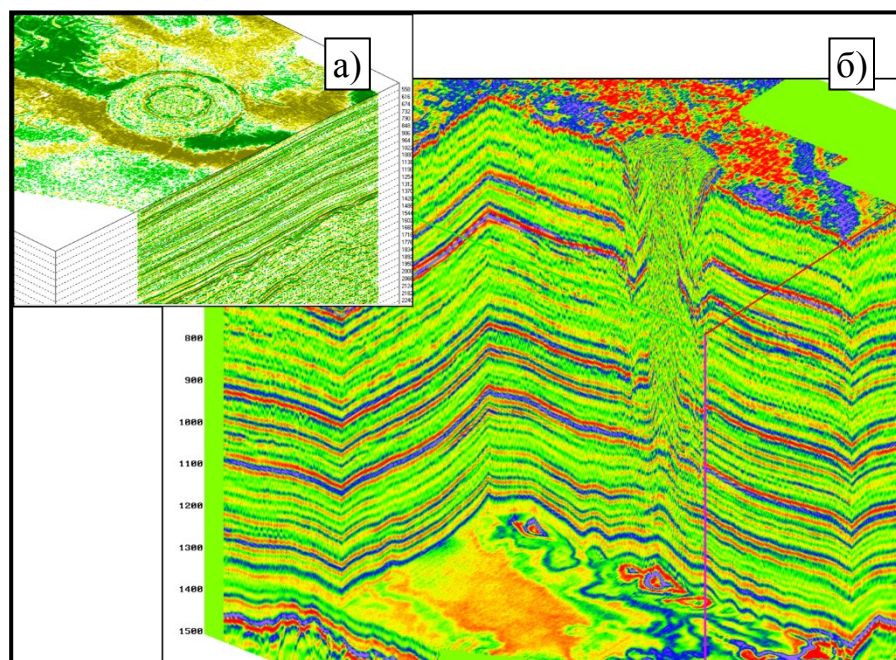


Рисунок 2.28 – Круглый в плане объект на материалах сейсморазведки МОГТ 3D на Пулытьинской площади (Иусское месторождение, ХМАО-Югра). а – горизонтальный срез куба амплитуд на времени 500 мс; б – вертикальное сечение куба амплитуд, иллюстрирующее строение Иусского объекта в разрез (по данным С.Р. Бембея)

В современном рельефе описываемому объекту соответствует кольцевая депрессия (спущенное озеро, или хосырей, деградированное болото), по форме очень напоминающая камуфлет ядерного взрыва. По данным С.Р. Бембея [15] над этим объектом зафиксированы контрастные газохимическая (углеводородно-водородно-гелиевая) и геохимическая (ртуть, золото, редкоземельные элементы)

аномалии. Возможно, такие объекты представляют собой более энергетически активную разновидность газовых труб, а разрушение пород с формированием зон прекращения прослеживаемости сейсмических отражений обусловлено взрывным расширением глубинного газа. Поэтому вверх по разрезу, при снижении пластового давления, степень разрушения пород возрастает, что хорошо видно на Иусском объекте, где регулярные отражения отсутствуют с глубины 1000 мс вплоть до дневной поверхности с расширением зоны разрушения вверх.

Кольцевой «камуфлет» наиболее четко заметен на временах 350 и 500 мс, вниз по разрезу он становится расплывчатым и менее выраженным. На уровне фундамента и в низах осадочного чехла рассматриваемому объекту отвечает небольшая антиклинальная структура, осложненная малоамплитудными разрывными нарушениями.

Аналогичный объект зафиксирован по материалам сейсморазведки МОГТ 3D между Русановским и Ленинградским поднятиями в Карском море (рисунок 2.29). Однако здесь он прекращает прослеживаться под ОГ М' в кровле яронгской свиты апта. Видимо, давление в газовой трубе было недостаточным для прорыва надежного флюидоупора – мощных глин марресалинской свиты альба, залегающей выше, а также за счет заполнения газом мощных песчаных пластов ТП₁₋₃ яронгской свиты и ХМ₁₋₃ яронгской свиты. На горизонтальном срезе куба амплитуд МОГТ 3D, частично закрывающем южную часть этого объекта, хорошо заметна его концентрическая зональность. На рисунке 2.29а в левой части разреза хорошо видна Русановская АКЗ, которая заканчивается приблизительно на 2200 мс (неоком). Рассматриваемый объект (см. рисунок 2.29а, справа) прослежен до 2000 мс.

Объект круглой формы, осложненный структурами, похожими на следы флюидоразрыва, можно увидеть на материалах сейсморазведки МОГТ 3D на Яро-Яхинском месторождении (рисунок 2.30).

Структуры, связанные с естественным флюидоразрывом пород, как и другие флюидодинамические структуры, изучены очень слабо и требуют разработки специальной программы их исследования.

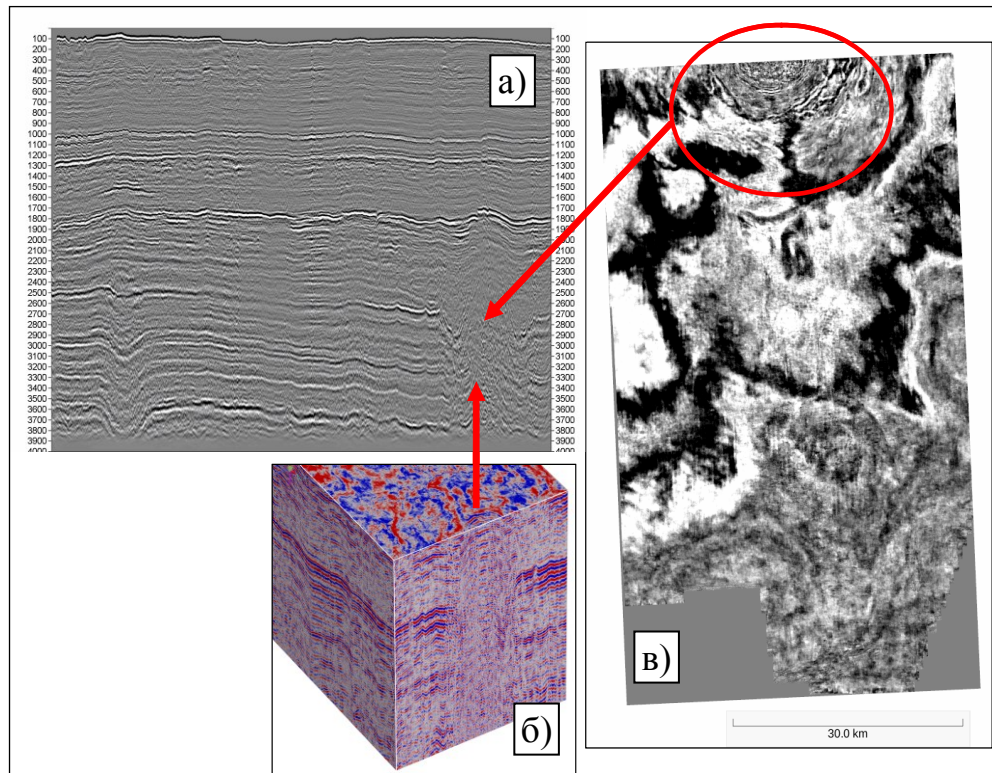


Рисунок 2.29 – Сейсмические временные разрезы МОГТ 2D (а) и 3D (б) через Русановскую АКЗ (слева, а) и аномалию сейсмической записи на Ленинградском ЛУ (справа, а), в- горизонтальный срез куба амплитуд на времени 2700 мс

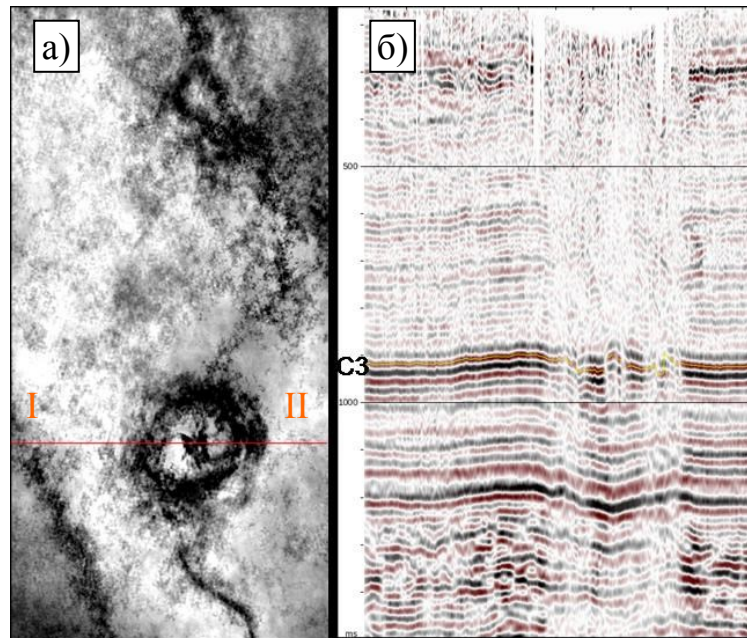


Рисунок 2.30 – Круглый в плане объект на материалах сейсморазведки МОВ ОГТ 3D на Яро-Яхинском месторождении (а - срез куба амплитуд вдоль ОГ С3; б- сейсмический разрез по линии I-II)

2.5 Объемно-плоскостные трещинные и разломные зоны

Рассматривая флюидодинамические структуры (по ним происходит концентрированная глубинная флюидомиграция), нельзя не коснуться трещинных зон, по которым происходит большой объем рассеянной миграции глубинных УВ газов и парогазовых смесей. Зоны трещиноватости, которые выделяются по сейсморазведочным данным с использованием хорошо известных методических приемов (кубы и разрезы когерентности, добротности, рассеянных волн и т.п.) могут являться каналами флюидомиграции, но могут быть с ней и не связанными. Причина этого в том, что разломные (дизъюнктивные) и зоны трещиноватости в отдельные этапы своего существования могут быть проводящими, в другие этапы – не проводящими. Тем не менее, совершенно очевидно, что при интерпретации сейсмических данных аномалии, соответствующие трещинным зонам и дизъюнктивным дислокациям, должны быть объектами обязательного картирования.

Существует мнение, что современная УВ дегазация недр Земли не связана с существующими месторождениями УВ. Однако, вопреки этому мнению, известны примеры пространственной связи особенности залежей УВ с флюидодинамическими аномалиями сейсмической записи, с современными процессами флюидомиграции. Так, по данным А.А. Нежданова, связь газовых залежей с современными процессами глубинной дегазации Земли видна на примере сеноманской газовой залежи Губкинского месторождения [125].

Поверхность газо-водяного контакта (ГВК) сеноманской газовой залежи на Губкинском месторождении испытывает колебания в диапазоне от минус 747,1 м (район скважины 13 в северной части месторождения) до минус 722,2 м в скважине 2 на юге месторождения (рисунок 2.31). Месторождение интенсивно дислоцировано, на нем проявились структуры горизонтального сдвига, но резкое понижение отметки ГВК в скважине 13 (на рисунке 2.31а эта зона показана синим) связано с наличием газовой трубы, установленной по данным сейсморазведки МОГТ 3D (рисунки 2.31, 2.32). На горизонтальном срезе куба добротности (рисунок 2.32) на уровне фундамента хорошо видна кольцевая газовая труба,

расположенная на пересечении двух разломных зон, а на вертикальном срезе куба добротности – наклоненная на запад зона трещиноватости (потеря добротности), по которой газ от газовой трубы поступает в залежь в районе скважины 13.

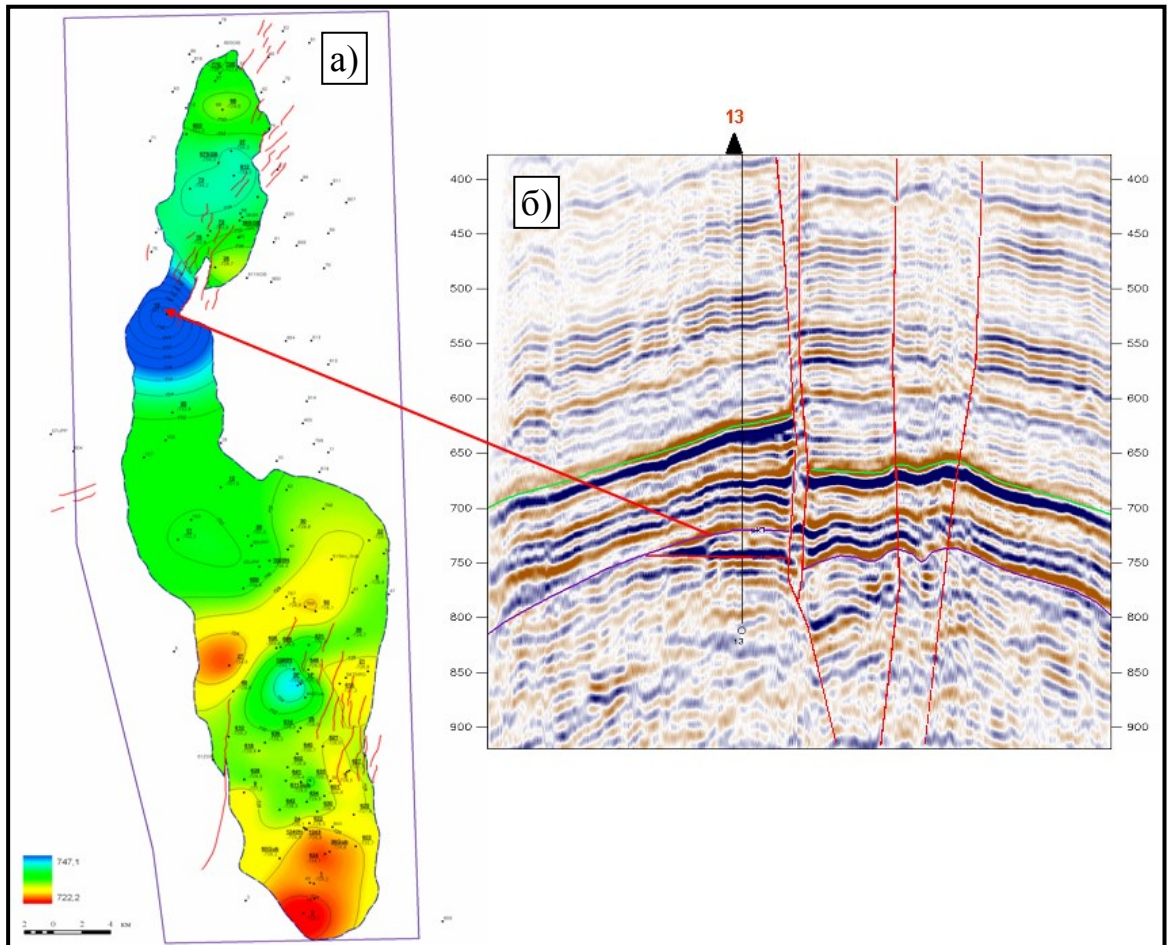


Рисунок 2.31 – Губкинское месторождение. а – карта поверхности ГВК сеноманской залежи; б - Фрагмент вертикального сечения куба амплитуд по отложениям верхнего мела-палеогена через скважину 13 (по А.А.Нежданову [125])

С использованием пакета Stratimagic был сформирован куб Chimney-атрибута (т.е. атрибута газовых труб), который позволяет выделить путь перемещения газа от газовой трубы в залежь (рисунок 2.33). Представляется, что это разломная плоскость, осложненная более мелкой трещиноватостью. Основные структурно-тектонические элементы рассматриваемой площади находят отражение и на карте изохрон по ОГ Б (кровля верхней юры). На ней видны разломные элементы, газовая труба в виде отрицательной депрессии,

осложняющей пересечение двух разломов, а также просматривается направление движения газа от газовой трубы к скважине 13, по наклоненной в западном направлении плоскости дизъюнктивно-трещинных дислокаций. Эта плоскость хорошо заметна в повышенных значениях Chimney-атрибута. Рассматривая газовые залежи как открытые динамические системы, которые переживают этапы формирования, существования и разрушения, а также учитывая крайне молодой (неоген-четвертичный) возраст сеноманских газовых залежей, можно констатировать, что субгоризонтальное положение ГВК, фиксируемое на сегодняшний день, является в течение времени не постоянным, а контролируется интенсивностью подтока газа из более глубоких горизонтов и его рассеиванием через покрывку. Наличие газовой трубы в районе скважины 13 и определяет более глубокое положение контакта газ-вода в этой скважине. На других участках залежи таких локализованных газовых труб не выявлено, вероятно рассеянная, менее интенсивная форма поступления глубинных газов в залежь, поэтому поверхность ГВК имеет более высокие отметки.

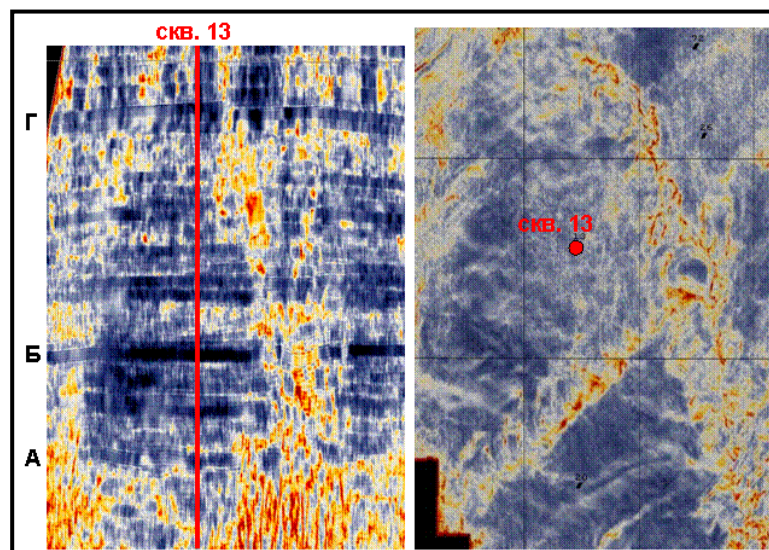


Рисунок 2.32 – Вертикальное (восток-запад) и горизонтальное (2300 мс) сечения куба добротности в районе скважины. 13 (по А.А.Нежданову [125])

На ряде месторождений (Бованенковское, Ямбургское, Заполярное, Ныдинское, Уренгойское и др.) при бурении скважин, включая эксплуатационные, отмечены интенсивные межколонные и заколонные газопроявления дебитностью

до нескольких тысяч м³/сут., причем в составе газов кроме метана, в ряде случаев в значительных количествах присутствовал и водород [104]. Анализ сейсмической волновой картины вблизи скважин с интенсивными водородопроявлениями на Бованенковском месторождении показал, что все они расположены в пределах газовых труб и в зонах трещиноватости, уверенно картируемых по кубам и разрезам когерентности (рисунок 2.34).

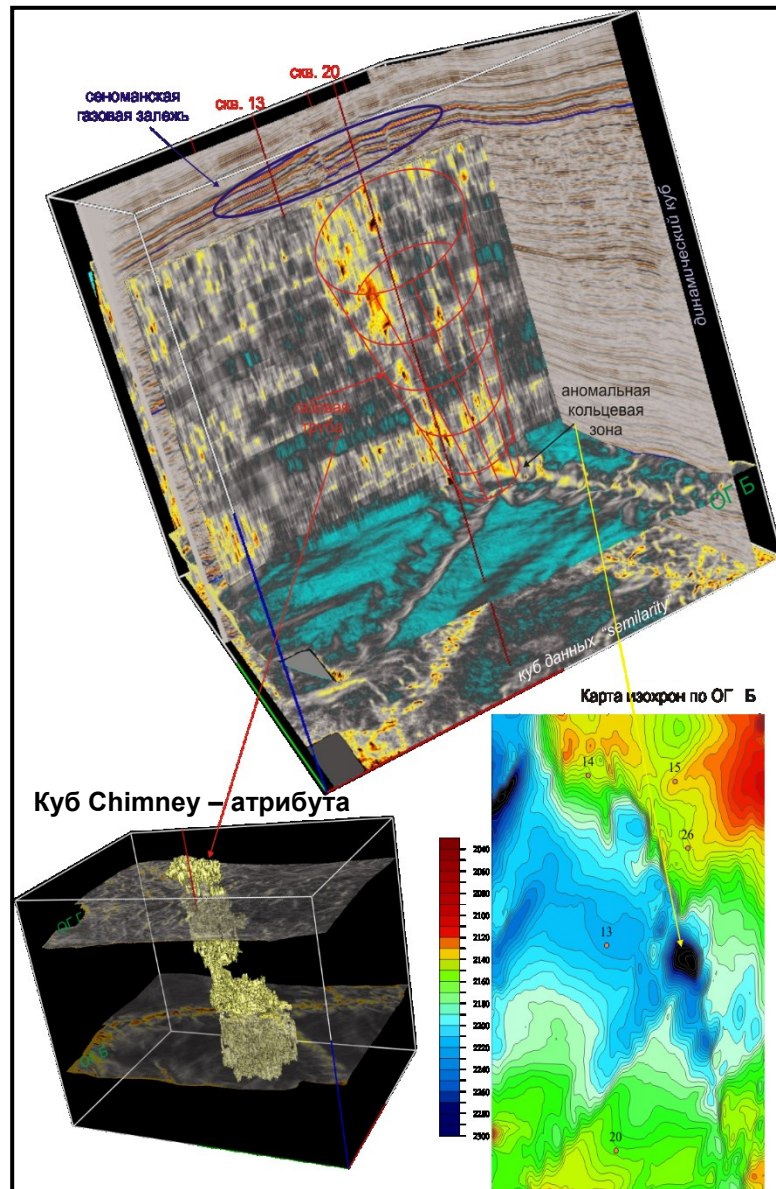


Рисунок 2.33 – Композитная характеристика газовой трубы в районе скважины 13 (по А.А.Нежданову [125])

На вертикальном сечении куба когерентности хорошо видно, что скважина расположена (интервал Г-М') в темной зоне потери когерентности, а на

горизонтальном срезе – что она попадает в трещинную зону. На горизонтальном срезе также хорошо заметно наличие многочисленных изометричных мелких (около 200 м в поперечнике) газовых пузырей, причем такая картина характерна для всех скважин с высоким содержанием водорода.

Аналогичные результаты дает картирование скважин, в которых наблюдалось интенсивное поглощение бурового раствора (апт-альбский интервал на Ныдинском месторождении) – скважины с поглощениями также расположены в трещинных зонах, картируемых по кубам когерентности и добротности.

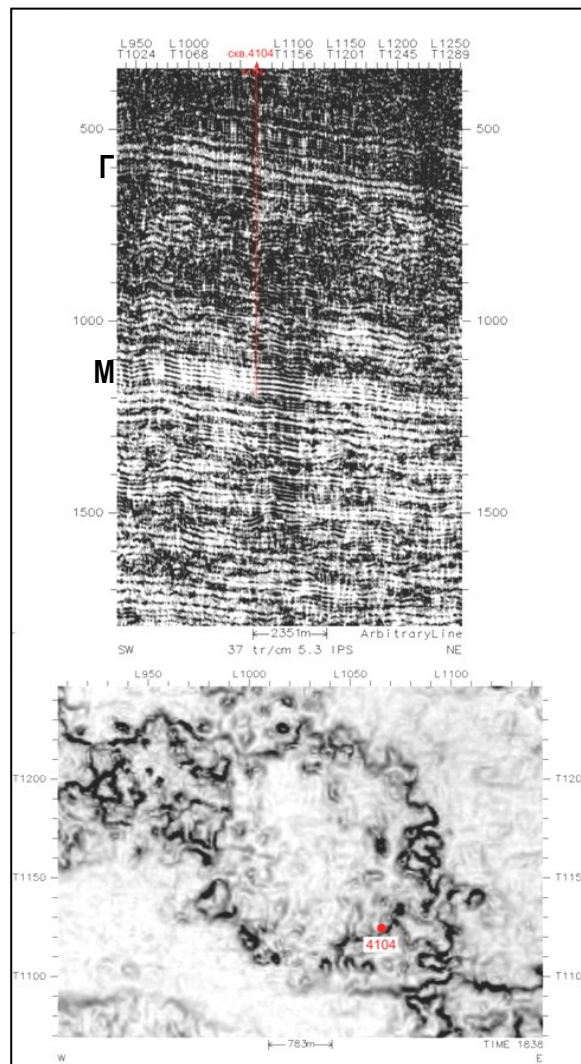


Рисунок 2.34 – Результаты расчета куба когерентности в районе скважины 4104 Бованенковского месторождения с аномально высоким содержанием водорода в составе газопроявления

2.6 Выраженность флюидодинамических структур в геохимическом поле

Одним из аргументов в пользу связи флюидодинамических структур, закартированных по данным сейсморазведки МОГТ с процессами миграции УВ газов и других флюидов, является их связь геохимическими аномалиями, зафиксированными в скважинах или на поверхности Земли [160]. Как и другие флюидодинамические процессы, эта связь изучена очень слабо и имеются преимущественно косвенные признаки, свидетельствующие о ее наличии, при ограниченном числе прямых совпадений геохимических аномалий с газовыми трубами, пузырями и трещинами. Последние случаи – на Бованенковском месторождении, где водородные аномалии установлены по скважинам, расположенным в трещинах, описаны выше.

Необходимо отметить, что поверхностные геохимические исследования (ПГИ) выполняются по разным методикам, с использованием различных носителей информации (снег, газы водоемов и водотоков, почвогрунты с разной глубиной отбора, пассивные сорберы), анализируются разные компоненты, применяется хроматографическое оборудование разной чувствительности. В результате полученные при ПГИ данные практически несопоставимы.

Низкая плотность поверхностных геохимических съемок в ряде случаев не позволяет оценить выраженность газовых труб и пузырей в геохимическом поле. Так, на Падинском ЛУ, где закартирована флюидодинамическая структура в сеноне-сеномане, проникающая и выше по разрезу, а также выполнены ПГИ, площадь геохимической съемки не закрывает эту структуру.

Доступные автору результаты ПГИ, полученные по разным районам ЗС разными коллективами исследователей в разные годы [66, 22, 228, 21] свидетельствуют о том, что УВ геохимический фон гомологов метана, фиксируемых в поверхностных отложениях, не высок и, несмотря на значительные колебания, укладывается в диапазон $n \times 10^{-2}$ - 10^{-6} см³/кг. Содержания метана («болотного газа») обычно на один-два порядка выше, но редко достигают целых

процентов. Содержания гелия и водорода крайне незначительны и обычно кратно ниже содержания УВ газов.

От поверхности вниз по разрезу содержание УВ, как и глубинных газов – гелия и водорода, увеличивается, причем это увеличение резко различается по северным и южным (центрально-южным) районам ЗС. На севере концентрации этих компонентов резко возрастают, южнее – увеличиваются крайне незначительно. По мнению автора диссертации, к основным геологически значимым результатам поверхностных газогеохимических съемок, проведенных в ЗС, следует отнести:

- идентификацию высачивания на поверхность газов мантийного генезиса (гелий, водород) [179];

- идентификацию высачивания на поверхность газов глубинного генезиса (алканы, арены и др.) [157];

- установление стабильности активности источников поступления УВ газов на поверхность во времени в природных условиях ЗС (повторяемость результатов снеговой съемки [66]), стабильность нарушается при механическом воздействии (сильное изменение концентрации газов в сорбенте после возбуждения сейсмических волн в среде [13]);

- связь расположения зон аномально больших концентраций УВ с положением разломов, определенным по сейсморазведочным данным, говорит о том, что основное влияние на распределение концентрации УВ на поверхности оказывает проницаемость толщи и приповерхностного слоя;

- характерная в целом по региону слабая связь геохимических аномалий УВ с контурами выявленных залежей свидетельствует, что источником высачивания УВ на поверхность являются не только залежи УВ в осадочном чехле, но и современные флюидодинамические процессы, не связанные с залежами УВ;

- отсутствие связи фонового уровня концентрации УВ в снеге и грунтах с геологическим строением бассейна, что обусловлено, вероятно, недостаточно высоким качеством съемок.

На севере бассейна газонасыщенность грунтов и пород вниз от дневной поверхности резко возрастает, что обусловлено, по мнению автора, как более

высокой флюидодинамической активностью региона, так и наличием в верхней части разреза многолетнемерзлых пород, которые играют роль экрана и аккумулятора УВ газов (газогидратный лед). Особенно высока газонасыщенность четвертичных отложений на п-ове Ямал [22].

Так, на Харасвэйском газоконденсатном месторождении (ГКМ) в газах поверхностных водотоков содержание метана составило до 8-10 см³/кг, причем содержание метана в поверхностных пробах контролируется контуром сеноманской газовой залежи (установлено предположительно из-за фрагментарности геохимических данных). В скважинах мелкого бурения (1,5-3,0 м) содержание метана и других УВ компонентов резко возрастает, концентрации метана достигают 16,8 см³/кг. Установлена также аномалия (с контрастностью более 300) в содержании тяжелых УВ (C₂-C₆) в районе скважины 38. Хотя эта аномалия связывается [22] с поступлением УВ по затрубному пространству скважины 38, ее смещение от скважины более чем на километр дает основание искать другой источник УВ. Скважина 38 расположена практически в центре Харасавэйской АКЗ – источника повышенных давлений и УВ (рисунок 2.35), поэтому наличие вокруг нее аномально высоких концентраций УВ, с нашей точки зрения, вполне естественно. По другим АКЗ геохимическая информация вообще отсутствует.

При бурении многих скважин на Бованенковском месторождении (скважины №№ 51, 54, 58, 64, 65 и др.) из слоя вечной мерзлоты выделялся газ в объемах до 10 – 14 тыс. м³/сут [22]. Наиболее газосодержащим являлся интервал 20 – 90 м, а максимальные газопроявления были на глубине 60 – 70 м в четвертичных отложениях ямальской серии (суглинки, супеси, прослойки песков). При этом изотопный состав углерода метана ($\delta^{13}\text{C}$) обычно менялся в диапазоне от –70,3 до –74,6‰, значительно отличаясь от сеноманского газа Бованенковского и других соседних месторождений ($\delta^{13}\text{C}$ от –46 до –56‰) [18, 19, 44]. Наряду с таким метаном в четвертичных отложениях был установлен утяжеленный изотопный состав с $\delta^{13}\text{C}$ метана до – 30‰. Авторы этих исследований [22] считают метан с таким изотопным составом биогенным, забывая о явлении облегчения изотопного

состава углерода при микробиологических процессах [26]. Скорее всего, здесь сказывается энергетический фактор – верхних горизонтов чехла достигали самые высокоэнергетические флюидные потоки, сформированные на самых больших глубинах мантии.

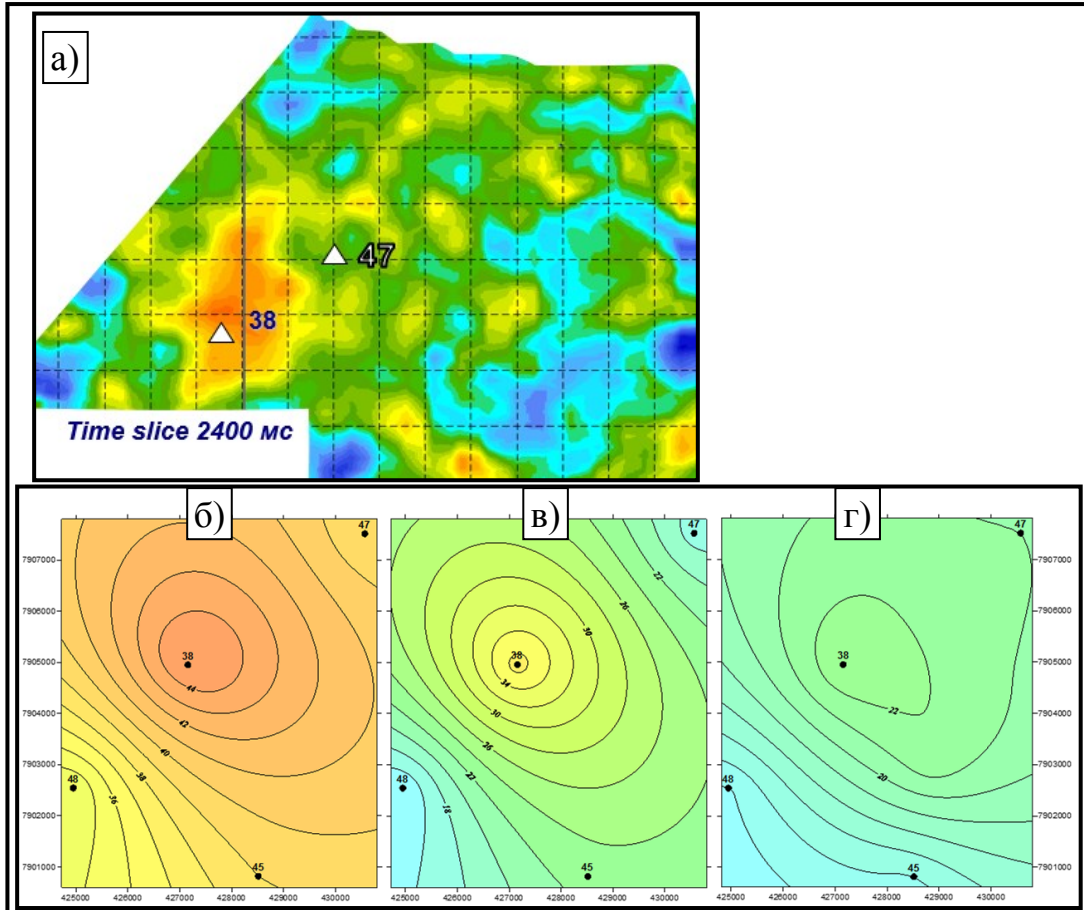


Рисунок 2.35 - АКЗ на Харасавз'йском месторождении. а – Срез куба скоростей суммирования на времени 2400 мс (неоком). Пониженные скорости – желто-красные тона. Карты оценок АВПоД (поровых давлений) по скважинам в глинистых покрышках над пластами: б – Ю₀, в – БЯ₅, г – БЯ₂ (по данным А.А.Нежданова)

Как сейсмические, так и геохимические признаки свидетельствуют о высокой активности УВ дегазации недр Бованенковского НГКМ. Недаром непосредственно к югу от него произошел катастрофический выброс газа из ледяного бугра – булгуньяха с его взрывом (вследствие взрывного расширения газа без возгорания), с образованием воронки диаметром 40-50 м и глубиной до 70 м

[18]. Аналогичные образования – ледяные бугры булгуняхи (термин пришёл из якутского языка) были изучены при участии автора в районе Песцового месторождения. На бугре высотой 17 м и вблизи него было пробурено две колонковые скважины глубиной, соответственно, 35 и 20 метров, в которых был отобран керн и изучен состав насыщающих его газов. Установлено, что в бугре залегает ледяная линза толщиной 17 м, содержащая газовые включения метаново-водородного состава с высокими концентрациями тяжелых УВ. Содержание метана во льду и под ним достигает 7 % (объемных), водорода – 4 % (объемных), содержание гелия в грунте рядом достигает промышленных концентраций (до 0,2 % объемных). Высокая газонасыщенность льда с присутствием глубинных газов однозначно свидетельствует о формировании бугра вследствие глубинной дегазации.

Под ледяными буграми расположены зоны деструкции, выявленные по сейсморазведочным данным МОГТ, а также триасовый вулканический аппарат трещинно-центрального типа (по данным А.А. Нежданова), существование которого, кроме сейсморазведочных данных, подтверждено Енъяхинской сверхглубокой скважиной СГ-7. Таким образом, рассматриваемая территория является флюидодинамически активной, что и объясняет высокие концентрации УВ и глубинных газов в приповерхностных отложениях.

Вблизи описываемого бугра, на Санской площади выполнены опытно-методические работы по комплексному изучению недр с использованием сейсморазведки МОГТ 3D, высокоплотной электроразведки ЗСБ и разноуровневой геохимической съемки (поверхность, мелкие скважины, колонковые скважины 30 м). В результате этих исследований установлено резко неоднородное строение многолетнемерзлых пород, а также спорадическая высокая газонасыщенность разреза (лед, почвогрунты) в объеме небольших по площади, но протяженных по вертикали газовых труб, зафиксированных сейсморазведкой МОГТ 3D (рисунок 2.36). В объеме этих труб (скв. 7) установлено ухудшение прослеживаемости отражений, кольцевые аномалии на срезках по горизонтам, а по данным электроразведки – протайки в многолетнемерзлых породах. Ледяные прослои и

грунты в верхних частях разреза этих труб обогащены УВ и водородом, в отдельных образцах содержание метана составляет до 48% от породы, т.е. скважиной вскрыты газогидраты.

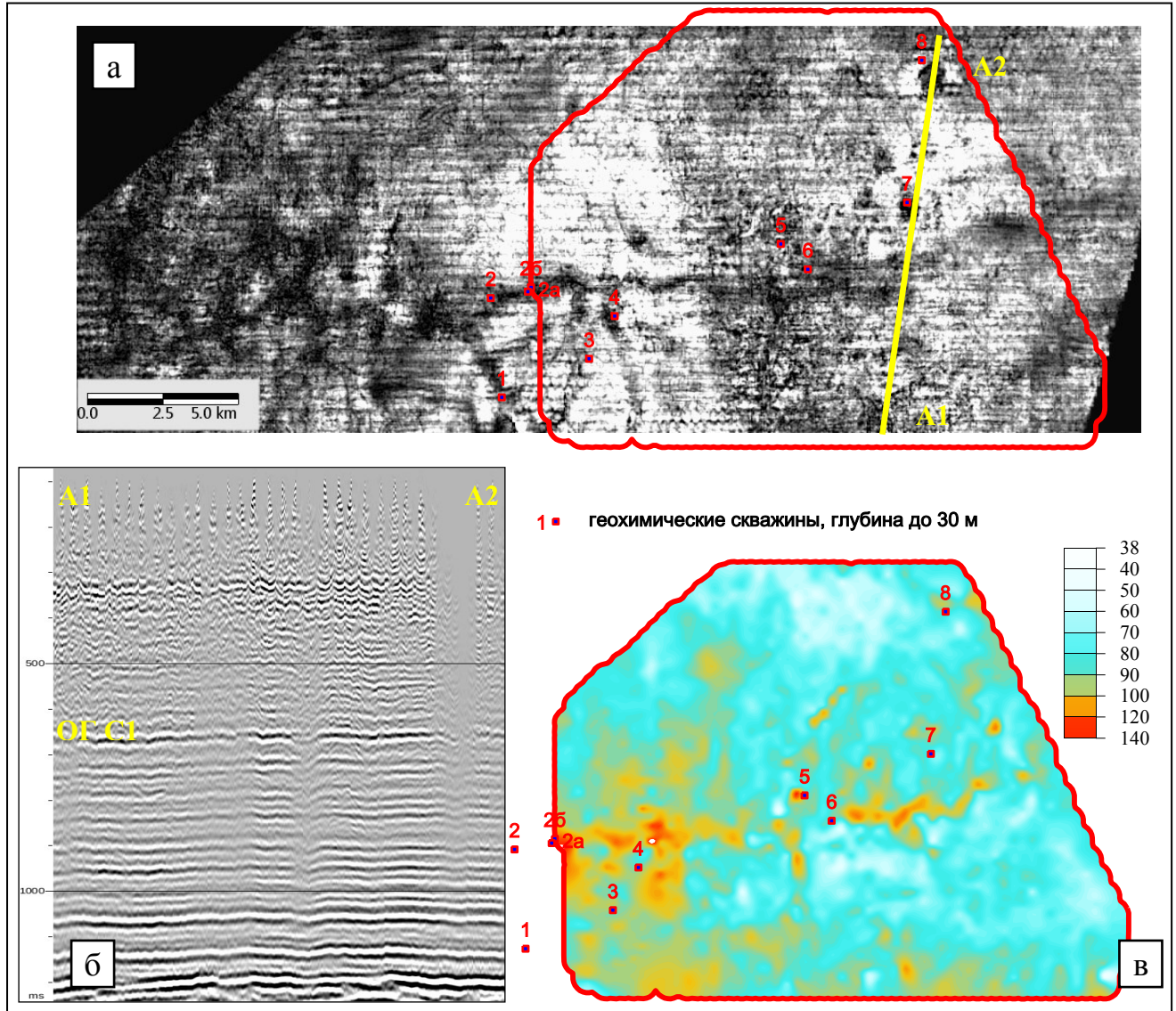


Рисунок 2.36 – Аномалии сейсмической записи и проводимости горных пород на Санской площади Песцового месторождения (а-седиментационный срез куба амплитуд отраженных волн вдоль ОГ С1; б-вертикальный сейсмический разрез по линии А1-А2; в-карта удельного сопротивления четвертичных отложений, Ом*м)

Этими исследованиями установлена резкая неоднородность строения верхней части разреза с существенными колебаниями толщин и строения

многолетнемерзлых пород. При наличии ледяных линз в приповерхностной части разреза УВ флюидный поток из глубоких горизонтов полностью экранируется, что осложняет картирование и флюидодинамических структур, и следов рассеивания залежей УВ.

Примеров проявления в геохимическом поле разломов и различных трещинных зон гораздо больше. На рисунках 2.37, 2.38 показаны трещинные зоны, проявляющиеся в поле рассеянных волн и зафиксированные на поверхности геохимическими аномалиями в содержании глубинных газов – водорода и гелия на п-ове Ямал (Сеяхинский ЛУ ПАО «Газпром»). Для этой территории характерна высокая интенсивность высачивания УВ и глубинных газов – водорода и гелия, что объясняется, во-первых, наличием мелких рифтов (трещин) и, во-вторых, близостью к современной зоне спрединга Евразийского ледового бассейна. Геохимическая съемка выполнялась по почвогрунтам. В отдельных поверхностных пробах концентрация водорода превышает концентрацию метана до 80 раз.

Наличие проводящих по гелию деструктивных зон хорошо заметно на рисунке 2.37 по наличию более светлых вертикальных зон потери сейсмических отражений (в поле отраженных волн такие зоны не видны). Эти зоны расположены вблизи точки пересечения профилей. На западной части фрагмента разреза по профилю 2108006 заметна еще одна зона деструкции, которой на поверхности соответствует аномалия содержания гелия.

Контрастная аномалия содержания водорода также заметна на разрезах рассеянных волн на рисунке 2.38. В данном случае зона деструкции также проявляется по наличию субвертикальных зон ухудшения прослеживания отражений. Скорее всего, это зоны микротрещиноватости, образовавшейся вследствие флюидоразрыва пород при прохождении газовых пузырей.

Выполненные исследования выраженности флюидодинамических структур в геохимических полях свидетельствуют о необходимости дальнейшего целенаправленного изучения этого вопроса как для целей поисков и разведки залежей УВ, так и для повышения газобезопасности проведения геологоразведочных работ и обустройства месторождений.

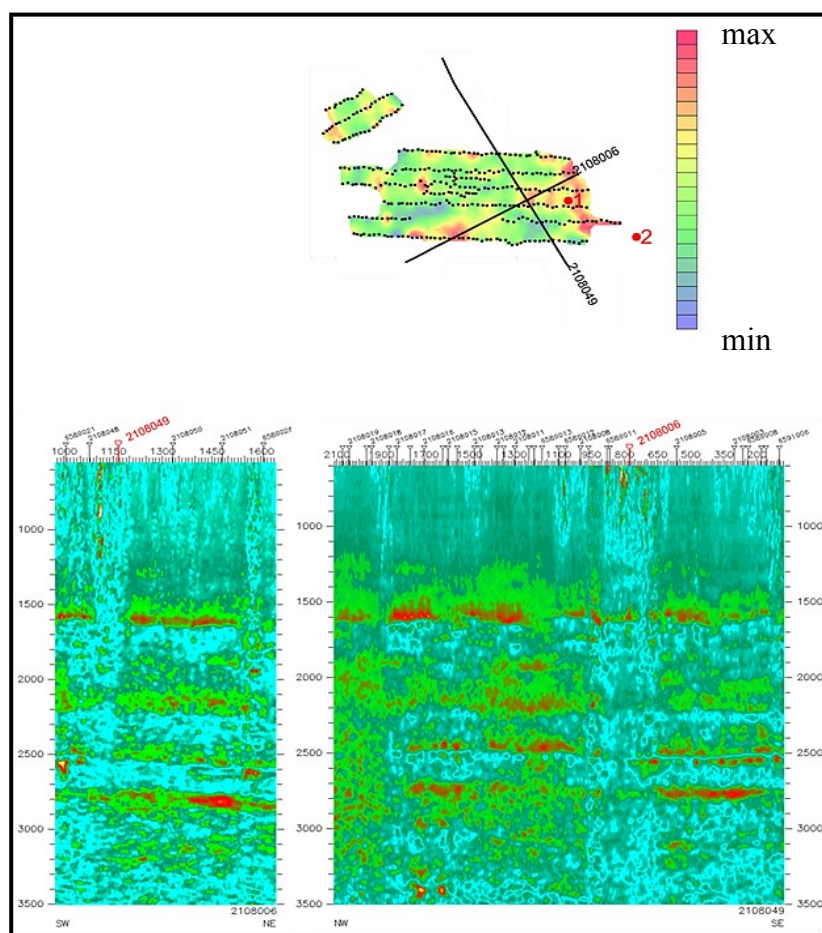


Рисунок 2.37 - Выявление проводящих деструктивных зон по результатам обработки данных МОГТ 2D в поле рассеянных волн и результатам геохимической съемки (гелий) на Сеяхинском ЛУ(п-ов Ямал). По данным А.А.Нежданова

2.7 Связь миграции газов с тепловым полем Западной Сибири

Отражение процессов миграции газа в тепловом поле Западной Сибири, по нашему мнению, может показать связь распространения АКЗ, «газовых пузырей» и АВПД в глубоких горизонтах (как показателей активности газомиграции) с плотностью теплового потока. Некоторые исследователи (например, А.И.Гальченко [35]) отмечают большую роль температурного фактора в образовании зон АВПД. Интересен и факт наличия Харасавэйской термобарической аномалии: на Харасавэйском месторождении, где верхняя граница зоны АВПД занимает самое высокое положение из всех площадей ЗС,

геотермический градиент составляет более 4 градусов Цельсия на 100 м, при среднем для ЗС значении 3,3 градуса Цельсия на 100 м.

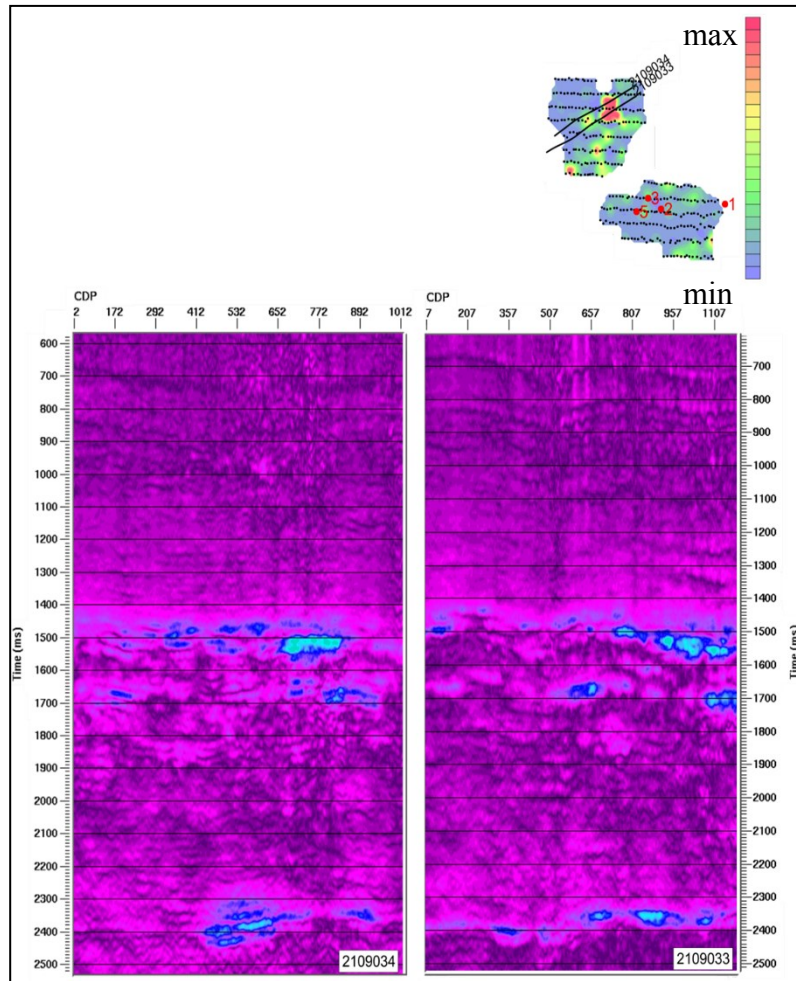


Рисунок 2.38 - Выявление проводящих деструктивных зон по результатам обработки данных МОГТ 2D в поле рассеянных волн и результатам геохимической съемки (водород) на Сеяхинском ЛУ (п-ов Ямал). По данным А.А.Нежданова

Однако, судя по карте плотности теплового потока в пределах ЗС по Курчикову А.Р., Ставицкому Б.П. [88], для северных и арктических районов ЗС, где наибольшее количество АКЗ, в большей степени характерны пониженные значения теплового потока. Этот вывод созвучен мнению А.А. Нежданова о связи активности миграции газообразных глубинных флюидов с охлаждением проводящих их горных пород.

Роль дросселирования газов глубинного генезиса на поверхность в суммарном тепловом поле земли предполагается некоторыми исследователями,

однако, изучена в целом слабо и не обоснована количественными расчетами, в первую очередь, по причине отсутствия точных количественных данных о геологическом строении территории, суммарных петрофизических и термодинамических свойствах разреза ЗС. Кроме того, миграция флюидов носит импульсный характер, некоторая роль в миграции, вероятно, принадлежит диффузии. Реальные модели природной вертикальной миграции УВ на современном этапе развития геологической науки остаются неизвестными исследователям.

Интересные результаты были получены А.А. Неждановым при сопоставлении графиков изменения термоградиентов с глубиной на разных месторождениях УВ ЗС. Оказалось, что на нефтяных месторождениях значения термоградиентов довольно резко увеличиваются вверх по разрезу. На смешанных, нефтегазовых месторождениях термоградиенты вверх по разрезу в продуктивной части разреза увеличиваются незначительно, на нефтегазоконденсатных месторождениях они вверх по разрезу уменьшаются, на газовых и газоконденсатных месторождениях термоградиенты вверх по разрезу резко уменьшаются. А.А. Нежданов считает, что резкое уменьшение значений термоградиентов и пластовых температур вверх по разрезу газовых месторождений, расположенных в северных и арктических районах ЗС, это не влияние вечной мерзлоты и холодного арктического климата, а свидетельство активной, взрывной флюидомиграции в недалеком геологическом прошлом, которая и явилась первопричиной оледенений и формирования многолетнемерзлых пород (ММП). Существование вопросов влияния процессов вертикальной флюидомиграции на строение и формирование криолитозоны ЗС в целом признано научным сообществом. В частности, предположения о глубинной природе ледяных жил в слое многолетнемерзлых пород севера ЗС высказывались видным исследователем-геокриологом Л.Н.Крицук [85]. По данным Ю.Б.Баду, для центральной части Харасавэйской площади характерно локальное уменьшение толщины слоя ММП, аномалия-«протайка», имеющая изометричную форму. Минимум толщины ММП находится над Харасавэйской АКЗ (рисунок 2.39). По

мнению Б.В. Галактионова и В.В. Ловчук, пространственное совпадение локального минимума ММП со сводовой частью Харасавэйского поднятия не случайно, а связано с тем, что аккумулятором и вторичным источником глубинного тепла является обладающая повышенной теплоемкостью сеноманская газовая залежь, представленная в центре поднятия зоной максимальной высоты.

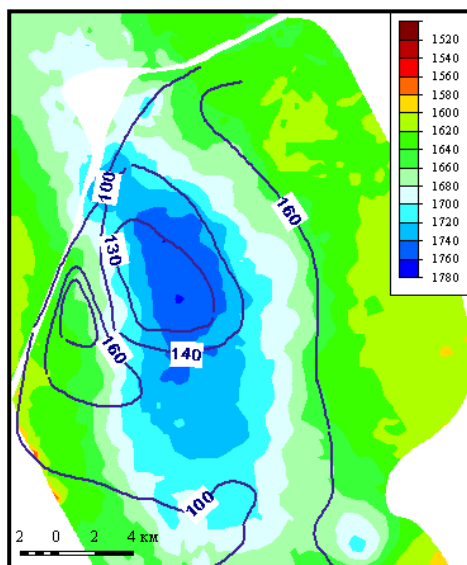


Рисунок 2.39 – Сопоставление положения Харасавэйской АКЗ и толщины многолетнемёрзлых пород над ней (изолинии с подписями-толщина слоя многолетнемёрзлых пород, цветокодированная подложка – временная толщина между ОГ Г и ОГ Б, минимум которой соответствует АКЗ)

Известно, что температурный эффект от адиабатического расширения газа (эффект Джоуля-Томсона) может быть как отрицательным (охлаждение газа при дросселировании), так и положительным (нагревание газа при дросселировании). Он определяется составом газа, а так же термо-барическими условиями процесса, и выражается коэффициентом Джоуля-Томсона. При отрицательном эффекте - коэффициент положительный, при положительном эффекте, коэффициент Джоуля-Томсона отрицательный. Метан при давлении примерно до 800 атмосфер, обладает положительным коэффициентом Джоуля-Томсона, то есть его дросселирование сопровождается понижением температуры. Из газов, обладающих в поверхностных и глубинных условиях севера ЗС отрицательным коэффициентом Джоуля-Томсона, наибольшее распространение в недрах ЗС имеют

водород и гелий. Некоторые исследователи (развивающий эфир-геосолитонную концепцию мироздания Р.М.Бембель с соавторами [14]) обращают внимание на вероятный положительный вклад процесса дросселирования метана в глубинных условиях (при давлениях более 800 атмосфер), а так же высачивания на поверхность водорода и гелия в тепловом поле ЗС. Например, Р.М.Бембелем выдвинуто предположение о том, что ряд положительных аномалий теплового поля вдоль Нурминского вала (одна из которых расположена над Харасавэйской АКЗ) связан с миграцией водорода и гелия [14]. Коэффициент Джоуля-Томпсона водорода и гелия в нормальных условиях примерно в десять раз (по модулю) меньше, чем у метана и его гомологов, т.е., для нивелирования приповерхностного дроссельного эффекта алканов, суммарный поток гелия и водорода должен превышать поток алканов более чем в десять раз (без учета разницы в теплоемкости газов).

К сожалению, проверить эту гипотезу полевыми газогеохимическими наблюдениями сложно, т.к. водород и гелий – гораздо более летучие газы, чем алканы, и способность почти любых сорбентов к их накоплению значительно ниже, чем к накоплению алканов, что делает проблематичным сравнение абсолютных значений величины потока этих газов.

Исходя из перечисленных закономерностей, можно сделать вывод, что однозначной связи распространения АКЗ, аномальности пластового давления в глубоких горизонтах севера ЗС с плотностью теплового потока не установлено. Влияние процессов вертикальной миграции флюидов на геотермические условия недр ЗС присутствует, однако, отсутствие математической модели вертикальной миграции флюидов делает сколько-нибудь точные расчеты сопутствующих энергетических эффектов невозможными на современном этапе развития геологической науки.

3. ПОЛЕ ФЛЮИДАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ СЕВЕРНЫХ И АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

3.1 История изучения поля флюидальных давлений в нефтегазоносных бассейнах мира и в Западной Сибири

Проблема аномально высоких флюидальных давлений (поровых - АВПоД и пластовых - АВПД) возникла в нефтегазовой геологии в середине 30-х гг. прошлого века [191, 193, 194] при бурении глубоких скважин, в частности, в бассейне Мексиканского залива. В СССР геологи-нефтяники столкнулись с этой проблемой практически в то же время, при глубоком бурении на Апшеронском полуострове в 40-х гг. XX века. Для объяснения этого феномена стали привлекаться следующие основные гипотезы [91]:

1. Уплотнения коллектора и сокращения его порового пространства под воздействием погружения в условиях отсутствия путей миграции, обычно в сочетании с быстрым темпом отложения глинистых осадков с небольшим количеством песчаных прослоев.
2. Влияние высоких температур (катагенез – сокращение объема пор, увеличение объема жидкости и газов из-за увеличения температуры).
3. Осмотические явления (при отжати воды из глинистых покрышек).
4. Тектоническая деятельность, проявляющаяся в складкообразовании, воздымании, оползании, сжатии блоков, образовании разломов, соляном и глиняном диапиризме и т.д.

В качестве факторов, способствующих формированию АВПД и АВПоД, также рассматривались диагенетические процессы, разное гипсометрическое положение единого резервуара, «вечная» мерзлота и др.

К.А. Аникиевым [6, 7] была предложена газонапорная модель формирования АВПД и АВПоД, объединяющая тектоническую активность с поступлением в осадочный чехол УВ и др. газов под сверхвысоким давлением. Близкие взгляды на природу АВПД высказывал и Х.Д. Хедберг (1974 г.). Все исследователи, независимо от их взглядов на природу АВПД и АВПоД сходятся в одном: АВПД

могут существовать в линзовидных, гидродинамически ограниченных резервуарах. Также общепризнанным является положение об ограниченном времени существования АВПД и АВПоД, причем АВПоД в глинах (и особенно в солях) может сохраняться дольше, чем АВПД в резервуарах [91].

В дальнейшем доминирующими остались гипотезы: уплотнения, тектоническая и эндогенная (газонапорная). АВПД и АВПоД являются как следствием, так и причиной флюидодинамических процессов, обеспечивая и отражая перемещение пластовых флюидов по разрезу.

3.1.1 Методы прогноза аномально высоких флюидальных давлений

Информация о пластовых давлениях в геологическом разрезе может быть получена в скважинах как путем прямых замеров глубинными манометрами, либо в процессе испытания продуктивных пластов путем расчета по кривым восстановления забойных давлений на разных режимах.

Косвенные методы количественного определения флюидальных давлений основаны на связи петро- и геофизических свойств глин с эффективным напряжением на их минеральный скелет ($N_{эф}$), которое, согласно уравнению К.Терцаги [200], является разницей между литостатическим давлением (весом вышележащих горных пород, $R_{лит}$) и флюидальным давлением ($P_{ф}$) с учетом коэффициента разгрузки n , значение которого для глинистой породы близко к единице [176]. В зоне АВПД, АВПоД часть $R_{лит}$ переносится со скелета породы на флюид, что вызывает снижение (рисунок 3.1 а) $N_{эф}$. Величина $N_{эф}$ связана с петрофизическими (рисунок 3.1 б) и каротажными характеристиками, фиксируемыми методами ГИС, вертикальным сейсмическим профилированием (ВСП), сейсморазведкой МОГТ (интервальные скорости и скорости суммирования), со скоростью бурения [170]. Участки каротажных кривых в зоне АВПД, АВПоД резко отличаются от эталонных каротажных кривых (кривых нормального уплотнения), характерных для интервалов нормально уплотнённых пород, обладающих гидростатическим флюидальным давлением (рисунок 3.5 в) [170]. Разница между фактическими и эталонными кривыми связана с $N_{эф}$ в глинистых

пачках [170, 106], что позволяет его вычислить, вычесть из $R_{лит}$ и найти прогнозные $R_{ф}$.

Описанная выше последовательность операций является общей для большинства из существующих методов количественной оценки давлений по материалам ГИС, ВСП, сейсморазведки, которых существует великое множество. Разница между существующими методами расчетов определяется различием между законами, описывающими связи петрофизических и геофизических параметров с $N_{эф}$.

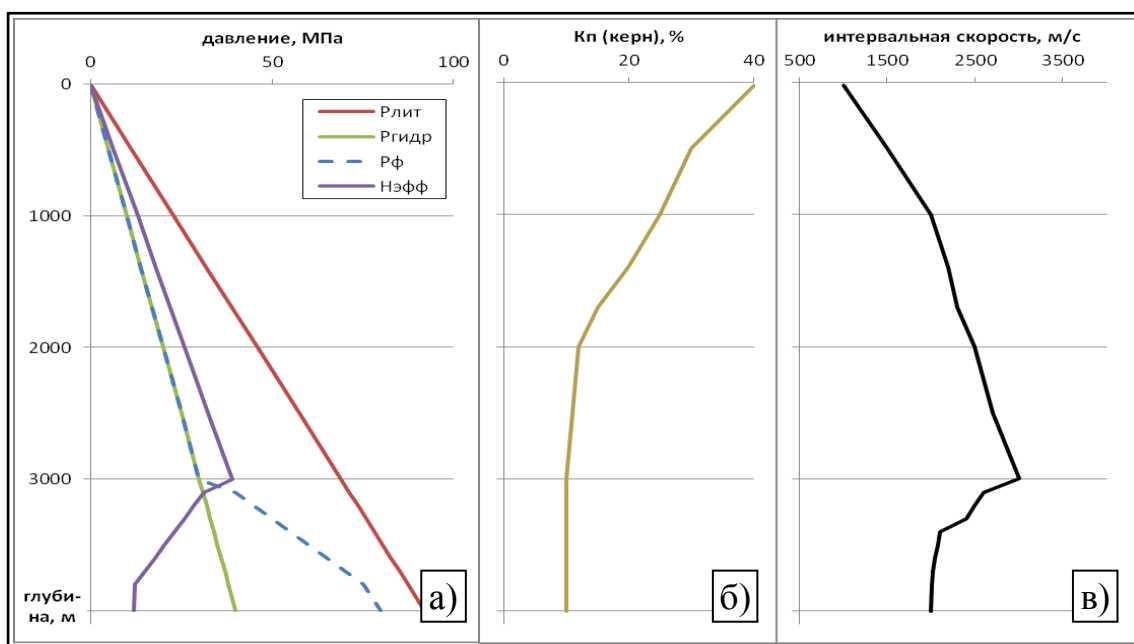


Рисунок 3.1 - Схема изменения флюидального, гидростатического, литостатического давления ($R_{ф}$, $R_{гидр}$, $R_{лит}$), эффективного напряжения ($N_{эфф}$) с глубиной по разрезу севера ЗС (а), пористости глин по керну (б), и идентификации зон АВПД на кривых ГИС, ВСП и скоростей суммирования по данным сейсморазведки МОГТ (в)

Для зон АВПД и АВПоД характерно снижение электрических сопротивлений глинистых пород, уменьшение скоростей распространения упругих колебаний, увеличение пористости, уменьшение плотности за счет снижения эффективных напряжений, т.е. разуплотнения пород. Существует большое количество методик прогноза и расчета АВПД и АВПоД по геолого-геофизическим данным, основанных на представлениях К. Терцаги и разрабатываемых с 60-х гг. прошлого

века как за рубежом, так и в СССР и России. Наиболее значимые из них приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Методики прогноза и расчета АВПД и АВПоД с использованием геолого-геофизической информации

Год	Авторы	Методика
1965	К. Хоттман и Р. Джонсон [190]; И. Мак-Грегор [195]	Прогноз АВПД и АВПоД по данным ГИС на основе понижения удельного электрического сопротивления (УЭС) и скорости упругих колебаний в глинах
1966	Д. Фостер, Х. Уолен [187].	Метод эквивалентных глубин
1966	И. Иордан, О. Ширли [192]	Прогноз АВПД и АВПоД по данным о скорости бурения (механического каротажа), метод «d-экспоненты»
1967	У. Буотман [182]	Количественное определение давления по свойствам шлама
1968	Е. Пеннебакер [197]; Е. Рейнольдс [198]	Прогноз АВПД и АВПоД по данным сейсморазведки, на основе связи скорости упругих колебаний с пористостью и плотностью пород
1969	К. Магара [196, 100]	На основе принципа эквивалентных глубин установлена зависимость для определения порового давления в глинах по величине их пористости, определенной по данным ГИС
1971	В.М. Добрынин, Ю.А. Лимбергер [56]	«Методика кривых нормального уплотнения», основанная на связи сопротивления глин с давлением
1972	Б. Итон [186]	Уравнение Итона для определения градиента порового давления по скорости упругих колебаний в глинах с учетом нормального уплотнения с глубиной
1973	Б.Л. Александров [5]	Усовершенствование метода «эквивалентных глубин» для прогноза порового давления по кривым ГИС
1974	В.М. Добрынин, В.А. Серебряков [53].	«Методика кривых нормально уплотненных глин» для прогноза АВПоД по значениям скоростей суммирования с использованием принципа эквивалентности глубин и учетом температурного фактора

1975	Г.Г. Панченко [137]	Эмпирическая методика прогноза АВПоД в скважинах на основе статистической зависимости между УЭС глин и эффективным напряжением
1979	А.И. Гальченко [205]	«Методика коэффициентов увеличения давлений» для расчета порового давления по данным ГИС (УЭС)
1980	А.А. Орлов [134]	Метод оценки АВПоД до начала бурения по интенсивности складкообразования
1982	В.М. Добрынин, В.А. Серебряков, А.Д. Сребродольский [55]	«Методика компрессионной кривой» для прогноза флюидальных давлений по ГИС в сложных геологических условиях
1982	А.Г. Авербух [1]	Прогноз АВПД по сейсморазведочным данным
1985	У. Зойлер, А.С. Старостин [201]	Метод качественного прогноза АВПоД по кривым естественной радиоактивности пород
1986	Р.Д. Джеваншир [51]	Адаптация методики кривых нормально уплотненных глин к геологическим разрезам Азербайджана
1993	В.И. Ибраев [74].	Методика площадного прогноза Ка АВПД в Западной Сибири по сейсморазведочным данным
1994	Г. Бауэрс [183]	Метод прямого расчёта кривой изменения эффективного напряжения с падением скорости упругих колебаний в зоне АВПД (кривая разгрузки (unloading curve))

Приведенный перечень показывает, что единой общепринятой методики надежного и точного количественного расчета АВПД и АВПоД по результатам измерений физических свойств вмещающих пород, работающей в любых условиях, не существует. Поэтому кроме попыток установления универсальных зависимостей (Д. Фостер, Х. Уолен, К. Магара, Б. Итон, В.М. Добрынин и др.), существует большое число эмпирически обоснованных методик прогноза АВПД и АВПоД, основанных на статистических связях различных петрофизических параметров с поровым и пластовым давлениями, которые пригодны для

использования в определенных условиях (К. Хоттман, Р. Джонсон, Г.Г. Панченко и др.).

3.1.2 История изучения поля флюидалных давлений Западно-Сибирского осадочного бассейна

Существенная неоднородность поля флюидалных давлений глубоких горизонтов ЗС и существование в них АВПД впервые было установлено в 1960-х гг. при вскрытии скважинами отложений баженовской свиты на Салымской площади, отложений ачимовской толщи на Тазовской и Уренгойской площадях. Так, в 1966 году из скважины №12 Салымской площади получен приток нефти из трещиноватых битуминозных глинисто-кремнистых пород баженовской свиты (верхняя юра). По результатам замеров, пластовое давление на глубине 2800 м составило 47,6 МПа, что в 1,7 раза больше гидростатического. Случившийся годом позже аварийный выброс газа из скважины Р-29 Тазовской площади при забое 3101 м, вследствие значительного превышения пластового давления над весом бурового раствора, положил начало многочисленным аварийным выбросам, обозначившим обширную область распространения залежей нефти и газа с АВПД. В результате увеличения количества аварий из-за недоучета этого явления, к концу 1970-х гг. в среде тюменских геологов сложилось понимание необходимости прогноза давления пластовых флюидов до начала и в процессе бурения, оперативного управления противодавлением.

Одно из первых обобщений геолого-технических характеристик разрезов с АВПД для ЗС было сделано в 1979 г. А.И. Гальченко и др. [205]. Были составлены разрезы и карты-схемы, отражающие распределение АВПД в недрах бассейна. По материалам бурения скважин было выявлено два обособленных района – Северный и Среднеобский. Северный охватывает Надым-Пуровское и Пур-Тазовское междуречья, Ямальский и Гыданский полуострова. Среднеобский – месторождения западной части Среднего Приобья. В центральных частях районов наблюдается максимальный градиент давления, к периферии его значения уменьшаются. Была выявлена приуроченность зон АВПД к определённым интервалам разреза, ограниченность зон АВПД в разрезе и в плане. Был отмечен

факт наличия в разрезе разобъённых зон аномальности порового давления: в северном районе сенонская и неоком-юрская зоны АВПоД разобъены интервалом меловых отложений с гидростатическим флюидным давлением.

В работе этого же коллектива авторов [205] установлена высокая информативность данных стандартного каротажа (значений удельного электрического сопротивления - УЭС) для прогноза АВПД и АВПоД, разработан метод прогноза, получивший название «метод коэффициентов увеличения давлений», и серия палеток для экспрессной интерпретации данных ГИС. Метод явился реализацией идей американских и советских геологов [187, 56], адаптированной для условий ЗС. Результаты региональной работы по прогнозу градиентов увеличения флюидного давления на основе кривых стандартного каротажа позволили локализовать зоны аномально-высоких поровых давлений в глинистых интервалах, оконтурить южную и северную зоны АВПД, закартировать изменение значений градиентов флюидного давления в отложениях неокома, ачимовской толщи неокома, тюменской свиты средней юры.

Вместе с тем, оценка градиентов флюидальных давлений каротажными методами содержит важную особенность, отмеченную авторами. Геофизические методы исследования скважин предполагают изучение давления не в песчаных пластах, а в глинах, то есть порового давления. Поэтому в работе [205] было проведено сравнение актуальных результатов замеров АВПД в скважинах и расчетов АВПоД по ГИС. Было установлено наличие на Харасавэйском месторождении зоны, где наиболее ярко проявляется неравенство пластового и порового давлений: в нижнемеловых отложениях таноупчинской свиты замеренное пластовое давление превышает рассчитанное поровое на 20%. Тем не менее, по другим районам бассейна расхождение между АВПД и АВПоД не превышало 10%.

В последующих работах коллектива А.И. Гальченко [37,35,36, 227] региональные карты АВПоД были детализированы. В 2000 г. [229] в ООО«ТюменНИИгипрогаз» А.И. Гальченко и др. была создана базовая компьютерная система анализа геолого-геофизических характеристик разреза для обеспечения эффективного бурения скважин и освоения нефтегазовых

месторождений в условиях проявления АВПД-АВПоД. В этой работе, кроме компьютерных технологий, представлена наиболее полная и детальная информация об аномально высоком поровом давлении (АВПоД) северной части Западно-Сибирского осадочного бассейна.

На основе значительного объема данных ГИС были построены карты-схемы коэффициента аномальности порового давления основных нефтегазоносных комплексов северной части Западной Сибири: тюменской свиты и ее аналогов, верхнеюрских отложений, ачимовской толщи, шельфового неокома.

А.И. Гальченко [37] в терригенной части разреза ЗС выделено шесть регионально развитых зон АВПоД и АВПД (рисунок 3.2). Первая, самая верхняя зона АВПоД (зона Ю по А.И. Гальченко) приурочена к верхнемеловым отложениям с $Ka=1,3-1,8$. Наибольшие значения Ka в зоне Ю характерны для северо-западных и центральных частей ЗС, в восточном направлении, по мере опесчанивания надсеноманской части разреза, давление в ней снижается до гидростатического. Характерной чертой этой зоны АВПоД является отсутствие АВПД в подстилающих её отложениях сеноманского возраста. Тем не менее, в сеноманских газовых залежах большой высоты характерны избыточные давления, вызванные разницей в плотности газа и пластовых вод. Давление в газовой залежи обычно определяется давлением на уровне газо-водяного контакта [62]. Это подтверждают и результаты замеров давления в ходе испытаний. Например, по данным замеров пластового давления в ходе испытаний разведочных скважин, в своде сеноманской газовой залежи Бованенковского месторождения высотой около 150 м избыточное давление составляло 1,15 [208].

Вторая зона АВПоД (зона По по А.И. Гальченко) отделена от зоны Ю отложениями сеноманского возраста, не обладающими АВПД, АВПоД, и приурочена к альбским отложениям (ханты-мансийская свита и аналоги, например, яронгская свита) с $Ka=1,3-1,6$. Наибольшие значения Ka в зоне По, как и в зоне Ю, характерны для северо-западных частей ЗС, в восточном направлении, по мере опесчанивания альбской части разреза давление в ней достигает гидростатического

уровня. Характерной чертой этой зоны АВПоД является отсутствие АВПД в подстилающих её пластах аптского возраста.

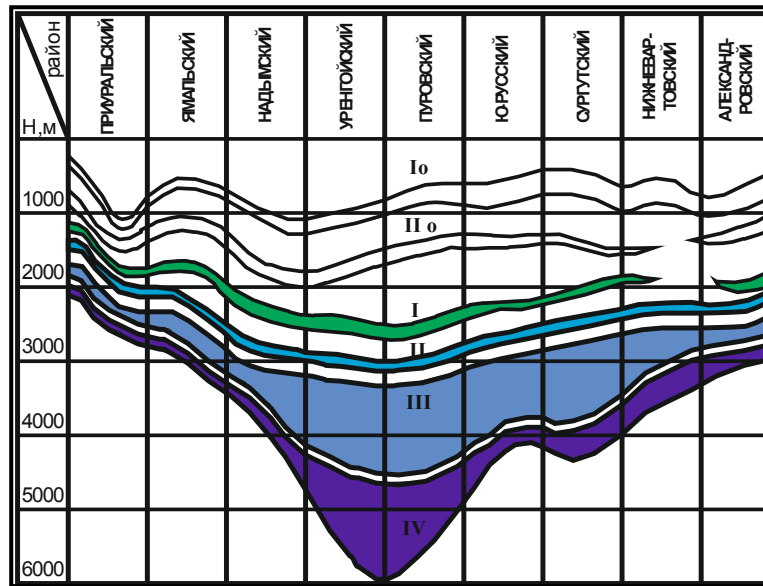


Рисунок 3.2 – Схема зональности АВПоД и АВПД в ЗС (по А.И. Гальченко и др. [37])

Третья зона АВПоД и АВПД, (зона I по А.И. Гальченко) приурочена к нижней части аптских отложений с $Ka=1,3-1,8$. На Харасавэйском месторождении в прилегающих песчаных пластах танопчинской свиты (вблизи пласта ТП₁₆ согласно разбивкам А.Л. Наумова [207]) замеры давления показали наличие АВПД с Ka до 1,8 при глубине 2200 м [225]. Следует отметить, что несомненной причиной столь высокого проникновения АВПД в осадочный чехол на Харасавэйском месторождении является наличие там АКЗ, описанной в главе 2.

Зона II АВПоД и АВПД приурочена к отложениям неокома шельфового генезиса с Ka порового давления 1,3-1,7. Зона развита в северо-западной части ЗС: на полуострове Ямал, в Приуралье. На месторождениях полуострова Ямал в прилегающих песчаных пластах установлено АВПД с Ka 1,8-1,9 на Харасавэйском месторождении и 1,6 на Бованенковском месторождении.

Зона III охватывает отложения ачимовской толщи неокома, отложения верхней юры и кровельную часть среднеюрских отложений. Именно в этих отложениях в настоящее время на севере ЗС ведётся интенсивный поиск и разведка залежей углеводородов, именно этой зоне уделяется основное внимание в

настоящей работе. Зона IV А.И. Гальченко включает среднюю, нижнюю части среднеюрских отложений, нижнеюрские отложения и доюрскую часть разреза.

Выделение такого большого количества зон аномально высоких флюидальных давлений с точки зрения автора диссертации не оправдано. В осадочном чехле севера ЗС можно выделить две зоны аномально высоких флюидальных давлений – нижнюю, с массивной системой АВПД и АВПоД, охватывающей линзовидные песчаные пласты юры и ачимовской толщи и перекрывающие их глины, а также верхнюю зону, где развиты преимущественно АВПоД, а АВПД отсутствует из-за того, что песчаные пласты имеют покровное распространение, высокие коллекторские свойства и АВПД в них просто «рассасывается». АВПоД же проявляется на разных уровнях в зависимости от глинистости разреза. Однако эти выводы очевидны исходя из флюидодинамической модели АВПД и АВПоД. Другие модели (А.И. Гальченко не разделял мнения о глубинной, флюидодинамической модели АВПД и АВПоД, генетические вопросы он не рассматривал, ограничившись замечанием о важной роли температур в формировании поля аномально высоких давлений [200]) не дают возможности увидеть эту очевидность.

Несмотря на большую практическую ценность работ А.И. Гальченко и его соавторов, ими не было сделано попыток извлечь какие-либо закономерности формирования и размещения АВПД и АВПоД, выявить влияние на величину аномальности флюидного давления различных факторов. Кроме того, скважины, пробуренные и испытанные в 1998-2016 г.г. на Ямбургской, Песцовой, Уренгойской, Заполярной, Северо-Тамбейской, Западно-Тамбейской, Тасийской, Хальмерпаютинской, Пякяхинской, Юрхаровской и многих других месторождениях и разведочных площадях, несут много новой информации, которая делает представленные карты-схемы недостаточно актуальными.

Кроме того, карты А.И. Гальченко были построены по материалам бурения скважин, в то время как изученность территории ЗС бурением неравномерна, арктические районы сухопутной части ЗС, акватории Обской и Тазовской губ, акватория Карского моря изучены бурением крайне слабо, глубокие горизонты

вообще не вскрыты скважинами. Материалы дистанционных исследований, сейсморазведочные данные для построения региональных карт АВПод А.И. Гальченко не использовались. Тем не менее, работами А.И. Гальченко заложена основа современных представлений о размещении и параметрах АВПД и АВПод ЗС.

Разным аспектам изучения проблемы АВПД ЗС посвящены также работы И.И. Литвина [97], А.А. Нежданова [112, 126], О.А.Улыбина и Л.П. Гмид [169], А.Е.Гуревича, М.С. Крайчик, Н.Б. Батыгиной [49], Б.Л.Александрова, [5], В.М.Добрынина и В.А. Серебрякова [54], В.П. Шалагина [174], Г.Я. Шилова [177, 176], В.С. Мелик-Пашаева, Э.М. Халимова и В.Н. Серegiной [103], П.Т. Эринчека [178], Д.А. Соина [154, 155], В.И. Славина [152, 153], В.И. Ибраева [76, 75] и многих других исследователей.

И.И. Литвиным, А.И. Лурье, В.М. Абеленцевым и др. [97] приводятся схемы изменения коэффициента аномальности по площади Западно-Сибирского бассейна. Авторами построены разрезы давлений по характерным траверсам. По представленным схемам можно отметить большой разброс значений, большую изменчивость в оценках аномальности по площади, поэтому изолинии на них отсутствуют. Сравнив результаты определений K_a с современными данными можно прийти к выводу, что значительная часть использованных в работе [97] данных была некондиционна.

Г.Я. Шиловым [177, 176] проведена работа по прогнозу АВПод по кривым ГИС и сравнению давления в глинах с замеренными манометрами значениями давлений в пластах. Модифицирована методика прогноза АВПод. Сделаны выводы о несоответствии АВПод и АВПД в разрезе полуострова Ямал, о комбинированном механизме образования АВПД, подпитке глубинными флюидами Харасавэйского газоконденсатного месторождения. Вместе с тем указанный автор считает, что на величину АВПД в недрах севера ЗС повлияло резкое воздымание с размывом отложений мела, которое районы с АВПД претерпели в раннем мелу, т.е. имела место «консервация» давления больших глубин. С точки зрения автора настоящей диссертации, объяснить генезис АВПД в

ЗС только «консервацией» палео-пластового давления невозможно, поскольку в таком случае для возникновения АВПД с $Ka=2$ потребовался бы размыв 3-4 км осадков, что для большей части территории ЗС большинством геологов не считается возможным.

В книге В.С. Мелик-Пашаева, Э.М. Халимова, В.Н. Серединой [103] описаны результаты бурения на Салымской площади, авторами сделаны выводы о недоосвоенности части скважин и рекомендации по технологии бурения и испытания скважин в отложениях баженовской свиты.

Б.Л. Александровым [5] отмечено наличие регионально выдержанных зон АВПД в надсеноманских глинистых толщах и в нижнемеловых отложениях ачимовской толщи, поровое давление повышается с глубиной, достигая максимальных значений в верхнеюрских глинах. По расчетам Б.Л. Александрова, в интервале отложений тюменской свиты поровые давления снижаются. Выводы, сделанные по результатам изучения каротажных кривых пяти скважин, нельзя распространять на всю территорию ЗС.

В.М. Добрыниным и В.А. Серебряковым [54] был сделан вывод, что основной причиной образования зон АВПД в Среднем Приобье и на Красноленинском своде является генерация углеводородных флюидов отложениями баженовской свиты. Так как на севере Западной Сибири АВПД охватывает ачимовские и среднеюрские отложения, объяснить механизм их формирования реализацией нефтегенерационного потенциала баженовской свиты авторы сочли невозможным. Поэтому ими предполагается связь генезиса Уренгойско-Колтогорского и Северного (полуострова Ямал и Гыдан) районов АВПД со скоростью осадконакопления в новейшее время. Главной же причиной образования зон АВПД в этих районах предполагается избыточное гравитационное переуплотнение и запаздывание оттока пластовых вод по причине значительного промерзания горных пород верхней части разреза в четвертичное время, предполагается элизионный механизм образования АВПД.

В.И. Ибраевым был реализован площадной прогноз АВПД на основе сейсморазведочных данных, способ получил название «метод обобщенного

профиля интервальных скоростей» [76, 75], рассмотрены примеры влияния динамически-напряженного состояния пород на нефтегазоносность и флюидалные давления.

В работах М.Д. Белонина, В.И. Славина, Д.В. Чилингара [152, 153] на основании распределения плотности запасов нефти и газа, частоты встречаемости нефтяных и газовых залежей, делается вывод о вертикально-миграционном механизме образования АВПД в ЗС. Предлагается зависимость коэффициента аномальности различных нефтегазоносных комплексов от глубины. Однако выводы и этих исследователей [152] основаны на неактуальных, ограниченных и частично некондиционных данных.

Таким образом, содержащиеся в научной литературе сведения о распространении АВПД по территории Западной Сибири большей частью не актуальны, они не полностью описывают региональные и площадные закономерности изменения флюидалных давлений. Генезис АВПД и АВПод авторами либо не рассматривается, либо их представления основаны на фрагментарных и устаревших данных. В настоящее время, несмотря на значительное количество накопленных данных об АВПД в ЗС, они по-прежнему остаются разрозненными и детально не проанализированными.

Начиная с 2000 г. в северной зоне АВПД ЗС было пробурено более 100 поисково-разведочных скважин, две сверхглубоких скважины, проведены значительные объемы сейсморазведочных работ. Эти материалы требуют внимательного изучения и интеграции в существующую систему знаний о поле флюидалных давлений северных районов ЗС.

В диссертационной работе среди косвенных методов оценки АВПод использована широко апробированная в ЗС и ставшая традиционной методика А.И. Гальченко, а также другой физически обоснованный параметр, связанный с давлением – скорость сейсмических волн, определяемая по данным ВСП.

3.2 Достоверность замеров, расчетов пластовых, расчетов поровых давлений

3.2.1 Прямые замеры и расчеты пластовых давлений

Для прямого измерения пластового давления (т.е. давления подвижных флюидов) требуется передача давления флюида пористой среды пласта на спираль глубинного манометра, скорость которой определяется проницаемостью пласта. Поэтому прямым способом возможно измерить давление только в наиболее проницаемых резервуарах, которые в терригенном разрезе ЗС обычно расположены выше зоны АВПД. Преимущественно низкие коллекторские свойства пород зоны АВПД (в большинстве случаев это коллекторы V и VI классов по А.А. Ханину) затрудняют точные замеры значений пластового давления в глубоких горизонтах ЗС.

Пластовое давление передается посредством пластовых флюидов, поступление которых в ствол скважины при бурении в большом количестве недопустимо. Чтобы его предотвратить, на забое скважины регулированием веса бурового раствора (БР) создается противодействие. Плотность БР (ДБР) должна соответствовать K_a пластового давления, в противном случае пласт начнет проявлять пластовый флюид (если $K_a < ДБР$), или поглощать БР (если $K_a > ДБР$). Поэтому плотность бурового раствора, используемого при вскрытии пласта, является прямым показателем K_a пластового давления. Однако, как показывает анализ качества бурения и испытания скважин в глубоких горизонтах севера ЗС [114, 118], превышение плотности бурового раствора над K_a пластового давления с интенсивной кольматацией порового пространства продуктивных резервуаров это скорее правило, чем исключение в практике бурения.

Второй прямой способ получения информации о давлении флюидов в залежи на этапе разведки – замеры забойного давления. Замеры забойного давления производятся при опробовании пластов в открытом стволе в процессе бурения, либо выполняются после его окончания, при гидродинамических испытаниях пласта в обсаженных скважинах.

Большинство испытаний в процессе бурения в Западной Сибири проведено комплектом испытательных инструментов (КИИ) на трубах, испытателем пластов на трубах (ИПТ). За редкими исключениями результатом применения этой технологии [163] в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты являются притоки фильтрата бурового раствора, что заставляет считать ее неэффективной.

Прямой способ получения информации о давлении флюидов в залежи на этапе разведки – замеры забойного давления, выполняемые в стволе скважины при испытании. По характеру изменения забойного давления с течением времени (кривые восстановления давления - КВД) можно судить о фильтрационно-емкостных и энергетических свойствах пласта, рассчитать давление в удалённой от забоя части пласта, на которую пробуренная скважина не влияет [28]. Очевидно, что расчёт пластового давления по результатам восстановления забойного сопряжён со скоростью восстановления давления вследствие преодоления флюидным потоком сопротивления зоны дренирования.

Неоднородность зоны дренирования отражается на КВД участком нелинейной функции. Приближение конца КВД к линейному виду означает, что за время записи КВД сопротивление призабойной зоны было преодолено и экстраполяция линейного участка КВД до оси давлений в координатах Хорнера даст значение пластового давления [173]. Таким образом, даже если замеры забойного давления произведены, далеко не в каждом случае по ним возможно вычислить пластовое давление. Во многих случаях забойное давление восстанавливается слишком медленно и не успевает настолько приблизиться к пластовому, чтобы функция его изменения в координатах Хорнера стала линейной (рисунок 3.3).

В теории испытание предполагает, что флюид, поступающий в ствол скважины через отверстия перфорации – продукт работы перфорированного интервала, сверху и снизу изолированного пакерами и цементным камнем. С целью детального изучения изменения состава притока по стволу скважины проводятся специальные ГИС. Их результаты – диаграммы «состав-приток», показывают, что поступающая через отверстия перфорации смесь не всегда выходит из

перфорированного пласта. Часто достоверно привязать результат испытания по глубине невозможно из-за негерметичности эксплуатационных колонн, заколонных перетоков, связанных с некачественным цементированием скважин, вследствие чего «работают» интервалы, залегающие обычно намного выше интервала испытания.

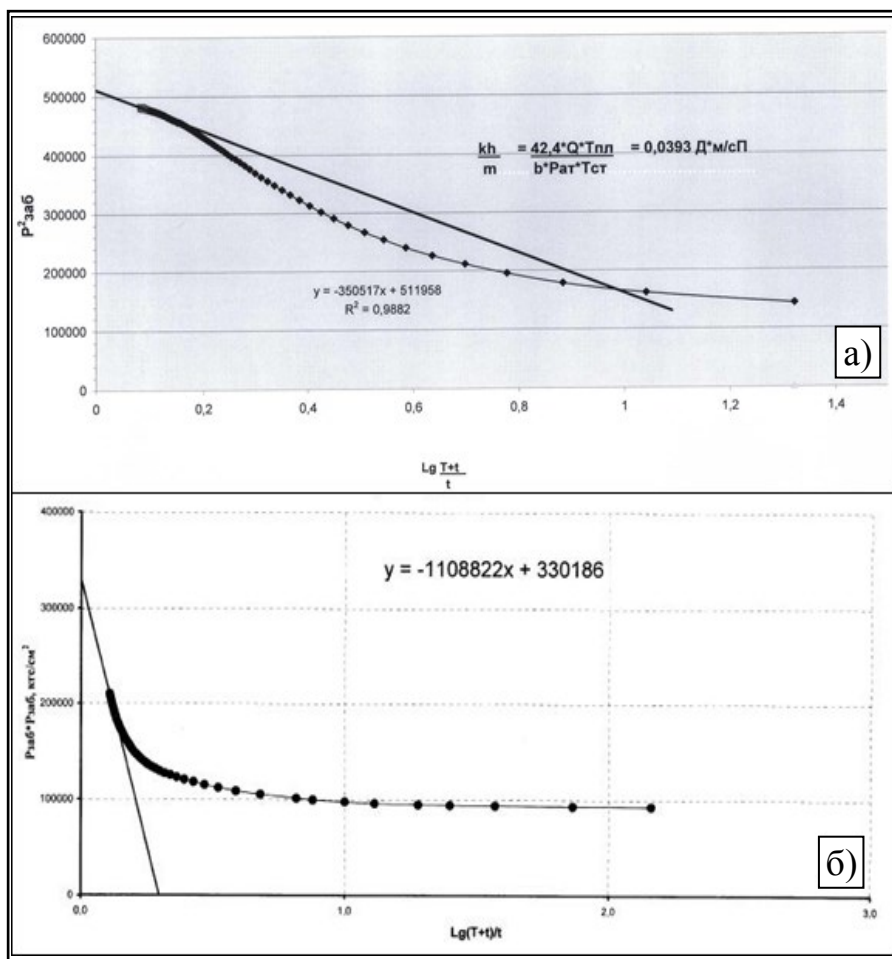


Рисунок 3.3 - Кривые восстановления давления, записанные при испытаниях отложений тюменской свиты, в координатах Хорнера: а – забойное давление близко к пластовому, б - забойное давление сильно недовосстановлено

Оценка достоверности определения пластового давления была проведена при подсчете запасов УВ Уренгойско-Самбургской зоны продуктивности ачимовской толщи и тюменской свиты в 2003 г. [224]. Анализ имеющегося фактического материала показал, что 84% замеров пластового давления в пластах ачимовской толщи и тюменской свиты Уренгойского месторождения характеризуются недостатками, не позволяющими привлечь эти данные для обоснования начального

пластового давления в залежах. Была отмечена недоизученность пластового давления в залежах с АВПД.

По данным А.А.Нежданова и др. [114] в скважинах Уренгойско-Самбургской зоны, в 60% случаев дебиты и характер притоков, полученных из отложений тюменской свиты и ачимовской толщи, идентичны. Обычно это низкодебитные смешанные притоки газа, конденсата, нефти и воды, предположительно как пластовой, так и технической. Только в 40% скважин дебиты и характер притоков различаются, причем часто – незначительно. В большинстве этих объектов нельзя определить однозначно, из какой части разреза – тюменской или ачимовской, получен приток. Таким образом, для повышения достоверности информации о пластовом давлении в зоне АВПД ЗС встает задача отбраковки явно некондиционных результатов замеров, наличие которых следует из ограничений метода, сложных условий испытания пластов и иногда прямо указывается в акте испытаний. Решение этой задачи автор предлагает путём последовательного исключения из общей базы наименее достоверных данных.

По состоянию на 2015 год в северной зоне АВПД Западной Сибири отложения ачимовской толщи некома вскрыты 477 поисковыми и разведочными скважинами, в которых испытано 542 объекта. Притоки газоконденсата получены в 32% случаев, нефти – 15%, в 7% приток представлен водой, в 21% случаев – водой с пленкой нефти или конденсата, 4% – притоки смешанного состава. В 16% случаев притока не получено (рисунок 3.4).

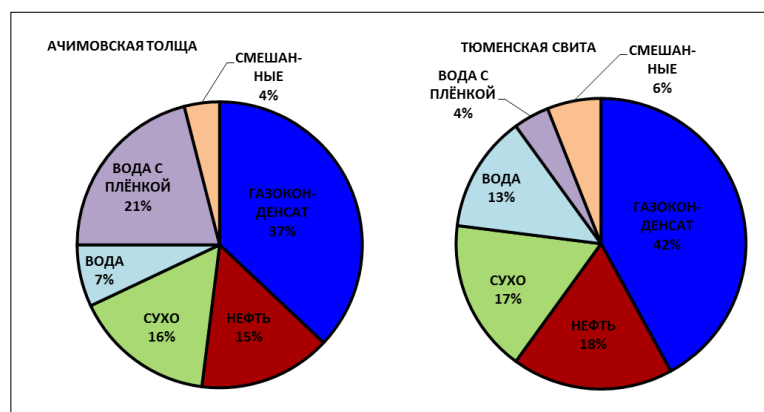


Рисунок 3.4 – Статистика результатов испытания разведочных скважин в северной зоне АВПД ЗС

Среднеюрские отложения вскрыты в северной зоне АВПД Западной Сибири 349 поисковыми и разведочными скважинами, а испытаны были только в 145 скважинах, что составляет всего 42% от пробуренных. Из 336 испытанных объектов верхнего интервала отложений тюменской свиты (пласты Ю₂-Ю₄) 17% оказались «сухими». Причём в 42% были получены притоки газоконденсатной смеси, 18% притоки нефти, 13% объектов дали воду, 4% - воду с плёнкой нефти, 6% - смешанные притоки газоконденсата и нефти (рисунок 3.4).

Наибольшее количество высокодебитных притоков из отложений ачимовской толщи и тюменской свиты – газоконденсатные (рисунок 3.5), что, в первую очередь, обусловлено большей фазовой проницаемостью газоконденсатной смеси по сравнению с нефтью и водой. Более того, резкое отличие дебитности газоконденсатных и других по типу флюида притоков может свидетельствовать о преимущественно газоконденсатном составе залежей глубоких горизонтов. Низкий дебит притоков воды, нефти и смешанных притоков может также свидетельствовать об отсутствии связи этих флюидов с испытываемым пластом (заколонные перетоки, негерметичность эксплуатационных колонн). Тем не менее, дебит значительной части полученных притоков газоконденсатной смеси не превышает 5 тыс. м³/сут. Это говорит о том, что используемые технологии строительства и испытания скважин, сформировавшиеся для целей освоения высокопродуктивных залежей с гидростатическим давлением, не подходят для залежей в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты, обладающих низкими коллекторскими свойствами и АВПД на большей части территории северных районов ЗС.

Сформулированы следующие требования по качеству расчетов и замеров пластового давления в глубоких горизонтах севера ЗС:

- Во-первых, должны быть исключены определения пластового давления, выполненные без анализа кривой КВД.

- Во-вторых, следует исключить из рассмотрения давления, замеренные при получении низкодебитных, даже УВ притоков, как с высокой вероятностью не отражающие истинное пластовое давление. Следует также отметить, что в случае

низкодебитных притоков кривая КВД часто не записывается, поэтому отсутствие кривой КВД исключает из рассмотрения большое количество непромышленных притоков УВ (менее 5 м³/сут. нефти и 10 тыс. м³/сут. газа). Низкодебитные притоки, получаемые из пластов с АВПД, т.е. с высокой пластовой энергией, априорно свидетельствуют о недоосвоенности испытываемого резервуара.

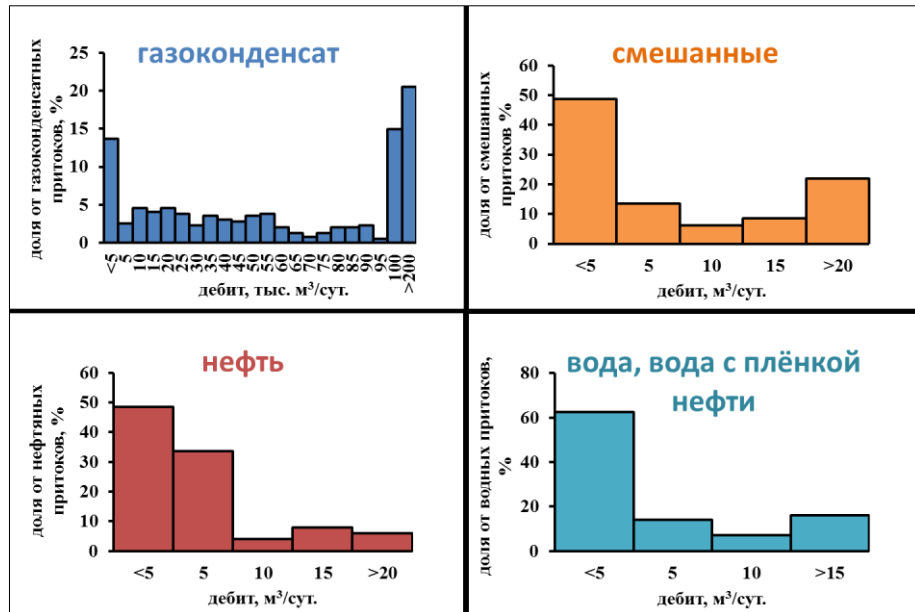


Рисунок 3.5 – Статистика результатов испытания отложений ачимовской толщи и тюменской свиты в разведочных скважинах ЯНАО

- В-третьих, должны быть исключены определения пластового давления по неинформативной кривой КВД, показывающей, что забойное давление не восстановилось до значения пластового.

- В-четвертых, получение смешанного притока говорит о совместном испытании объектов с разным насыщением, что также возможно в случае заколонного перетока.

- В-пятых, с большой осторожностью следует воспринимать замеры давления в случае водных притоков. Глубокие горизонты севера ЗС находятся в зоне затрудненного водообмена, в которой подвижные пластовые воды практически отсутствуют [60]. Если дебиты нефти из пластов ачимовской толщи и тюменской свиты, проницаемостью 1-2 мД составляют 5-10 м³/сут, то притоки воды дебитом 50-100 м³/сут., получаемые в интервале ачимовской толщи и юры являются,

вероятно, следствием заколонных перетоков из высокодебитных пластов неокома шельфового генезиса. В актах испытаний [224] отмечены перетоки из пластов, залегающих выше интервалов испытаний на 100-812 м. Примечательно, что в качественно пробуренных скважинах с высокими притоками УВ из отложений ачимовской толщи и тюменской свиты, залегающих даже в прогибах, на гипсометрически низких отметках, воды не получено.

Из-за несоответствия плотностей бурового раствора пластовым давлениям зачастую происходит фильтрация бурового раствора в пласт с кольматацией прискважинной зоны коллектора компонентами бурового раствора. Наличие каверн и высокая газонасыщенность всего разреза зоны аномально высоких флюидальных давлений приводят к ухудшению качества цементирования скважин и отсутствию сцепления цемента как с породой, так и с обсадной колонной. По этим причинам жидкость в стволе скважины представляет собой смесь технической воды (с растворами хлористого кальция и натрия, вводимыми для предотвращения гидратообразования), фильтрата бурового раствора (ФБР), поступающего в скважину из проницаемых пластов при снижении давления, пластовой воды и УВ (нефть, конденсат), источником которых могут являться как испытываемый интервал, так и заколонные водо- и УВ-проявления, связанные с негерметичностью цементного кольца, а также с негерметичностью резьбовых соединений (муфт) эксплуатационной колонны. Например, обсаженная и неперфорированная скважина 23-Р Западно-Юбилейной площади давала самоизливом приток воды и нефти дебитом около 5 м³/сут. из-за негерметичности резьбовых соединений эксплуатационной колонны в двух юрских и двух ачимовских интервалах. При испытании после перфорации, низкодебитный приток нефти был получен только из одного юрского интервала.

Истинные характеристики пластовых вод ачимовской толщи также достоверно неизвестны. По этим причинам, в большинстве случаев пластовые давления, замеренные по водным притокам на севере ЗС, не отражают истинное пластовое давление испытываемого ачимовского или тюменского интервала. На рисунке 3.6 показаны результаты замеров и обработки (расчет K_a) пластовых

давлений на севере ЗС до и после отбраковки, свидетельствующие о сложной связи Ка с глубиной замера.

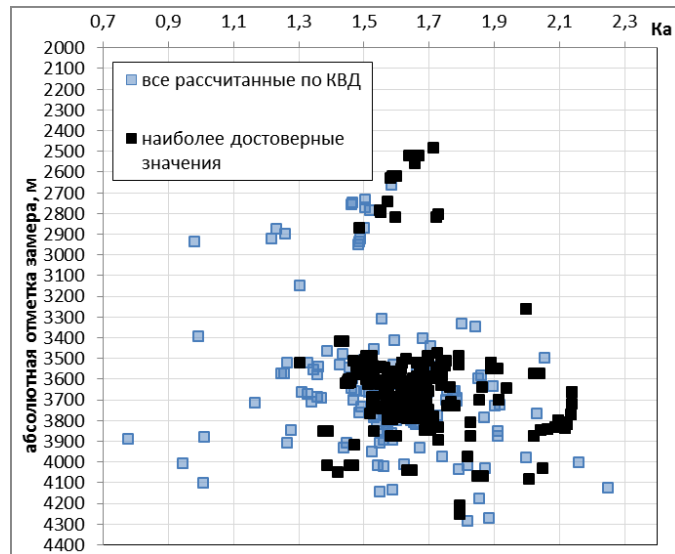


Рисунок 3.6 – Результаты замеров пластового давления в поисково-разведочных скважинах месторождений углеводородов северных нефтегазоносных областей ЗС до (синие точки) и после (чёрные точки) отбраковки

3.2.2 Достоверность прогноза АВПоД и АВПД по данным ГИС

Прогноз АВПоД по данным ГИС основан на определении ряда физических свойств глинистых пород (электрические сопротивления и проводимость, скорость распространения упругих колебаний, радиоактивность и др.), изменяющихся в условиях аномально высоких поровых давлений. Как рассмотрено выше, существует большое количество различных методик прогноза АВПоД, «настроенных» на отложения конкретного возраста в конкретных бассейнах или их частях [5, 18и, 37, 26и, 53, 54, 55, 100, 174, 186, 190, 195 и др.].

В ЗС наиболее широко использовалась методика А.И. Гальченко («метод коэффициентов увеличения давлений» [35, 229, 227]), основанная на связи УЭС глин с Ка порового давления. Эта методика использована и при подготовке данной диссертации. Как эта, так и любая другая методика прогноза АВПоД по данным ГИС является косвенной, достоверность определения Ка АВПоД во многом зависит от особенностей литологического состава глин, свойства которых

анализируются для прогноза K_a . Прогноз флюидальных (поровых) давлений по данным ГИС имеет серьезные ограничения из-за того, что необходимые параметры (например, в методике А.И. Гальченко это УЭС) должны сниматься напротив пластов тонкоотмученных глин, которые далеко не всегда присутствуют в необходимой для прогнозирования давления части разреза. Кроме того, эти глины имеют повышенную кавернозность (именно из-за высоких поровых давлений), что вносит искажения в значения УЭС. Информация о скоростях акустических колебаний по данным АК еще в большей степени, чем УЭС, искажается влиянием скважины из-за низкой глубинности метода.

Определение K_a АВПоД не является самоцелью, обычно эта оценка используется для определения K_a пластового давления с целью обеспечения вскрытия пластов в зоне АВПД с оптимальной плотностью бурового раствора, или «на равновесии», т.е. с соответствием плотности раствора пластовому давлению.

Отношение давления в пласте (АВПД) к давлению в покрышке (АВПоД) называется коэффициентом соответствия ($K_c = P_{пл}/P_{пор}$). Узнать величину K_c можно только имея данные прямых способов определения пластового давления. Точность прогноза АВПД косвенными методами определяется значением K_c . В настоящее время таких данных слишком мало, чтобы составить схемы изменения K_c по разрезу и по площади. Известные особенности изменения K_c в глубоких горизонтах северной части ЗС:

- на большей части территории ЗС в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты $K_c = 0,9-1,1$ [205];
- на Харасавэйской площади в нижнемеловых отложениях танопчинской свиты АВПД больше АВПоД на 20% [205], то есть $K_c = 1,2$;
- на Новопортовской площади в юрских отложениях $K_c = 0,8$ [177].

Используя накопленные знания о величине K_c в ЗС, можно с некоторой долей вероятности использовать методику косвенного количественного определения K_a порового давления по данным ГИС А.И. Гальченко для определения K_a пластового давления в случаях, когда его не удаётся достоверно определить при испытании пласта.

Таким образом, например, были рассчитаны значения K_a в скважинах полуострова Гыдан, в Нерутинской и Надымской впадинах, на площадях ЗС, не охарактеризованных достоверными определениями давления по результатам испытания. Прогноз K_a флюидального давления по данным ГИС позволяет определить положение кровли зоны АВПД и рассчитать значения K_a АВПД с точностью (для ачимовской толщи) 0,15-0,20, чего в большинстве случаев достаточно для проектирования геологоразведочных работ, т.е. подготовки проектов поисково-оценочного и разведочного бурения.

К тому же, как будет показано ниже, высокоточных методов прогноза пластового давления по поровому не существует. По этой причине мониторинг пластового давления в процессе глубокого бурения остается исключительно важной задачей, обеспечивающей его эффективность.

3.2.3 Прогноз флюидальных давлений по данным сейсморазведки МОГТ 3D

Возможность прогноза АВПД, АВПоД по сейсморазведочным данным описана в научной литературе [197, 198, 55, 1]. Основа метода – связь скорости распространения упругих колебаний с пористостью и плотностью осадочных горных пород, которые, кроме литологических характеристик пород, определяются и эффективным напряжением. В результате можно наблюдать понижение интервальной скорости сейсмических волн в зонах АВПД и АВПоД, в которых эффективное напряжение значительно ниже относительно интервалов без аномально высоких флюидальных давлений. Ограничения метода связаны, с одной стороны, с детальностью скоростного анализа и точностью прогноза скоростей, которая в методе ОГТ довольно низка. Теоретически, прогноз скоростей имеет достаточную точность только для значительных по толщине интервалов разреза (для низкоскоростных разрезов ЗС порядка 150-200 м). Реальная оценка точности прогноза АВПД, АВПоД по сейсморазведочным данным МОГТ имеет большое значение для практики геологоразведочных работ.

Прогноз АВПоД по сейсморазведочным данным МОГТ 3D выполнен автором на Песцовом и Ямбургском месторождениях. На Песцовом месторождении исследования выполнены двумя способами: во-первых, с

использованием традиционного подхода, реализованного в программных продуктах компании Paradigm и, во-вторых, через анализ временных толщин верхнеюрско-берриасского глинистого интервала, служащего крышкой для продуктивного пласта Ю₂. Поскольку прогнозировать пластовые давления в ачимовской толще довольно сложно, т.к. коэффициенты аномальности Рпл резко уменьшаются вверх по разрезу, внешнюю проверку точности прогноза Рпл по данным МОГТ 3D мы провели для пласта Ю₂, залегающего в кровле тюменской свиты. Точность выполненного прогноза оценивалась по скважинам 213 и 221, которые на момент проведения исследований находились в ожидании испытаний. Поскольку при определении АВПД основой являются скорости продольных волн, то для уточнения скоростной модели была проведена дополнительная обработка куба сейсмических данных, что позволило получить более высокое качество суммирования и более достоверные значения скоростной характеристики среды. Затем, исходя из скважинных данных (замеры пластовых давлений в скважинах, расчеты Ка), была проведена калибровка полученной скоростной модели и выполнено построение куба пластовых давлений. Результаты проведения этих процедур иллюстрируются рисунком 3.7.

Полученный куб пластовых (точнее, поровых) давлений, калиброванных с учетом замера пластовых давлений в скважинах характеризуется относительно высокой точностью прогноза, поскольку ошибка в точках скважин в интервале замера Рпл не превышает 3,5%. Используя интеграцию данных различных методов мы получили разнообразные кубы: литостатического давления; гидростатического давления; скоростей при нормальном уплотнении; интервальных скоростей, порового давления, коэффициента аномальности пластового давления (рисунок 3.8), плотностей бурового раствора, гидроразрыва пород. Это позволяет использовать результаты интерпретации для прогноза давлений вдоль целевых интервалов и траекторий скважин. Оперативность прогноза может значительно сократить затраты времени на расчеты пластовых давлений при проектировании новых скважин.

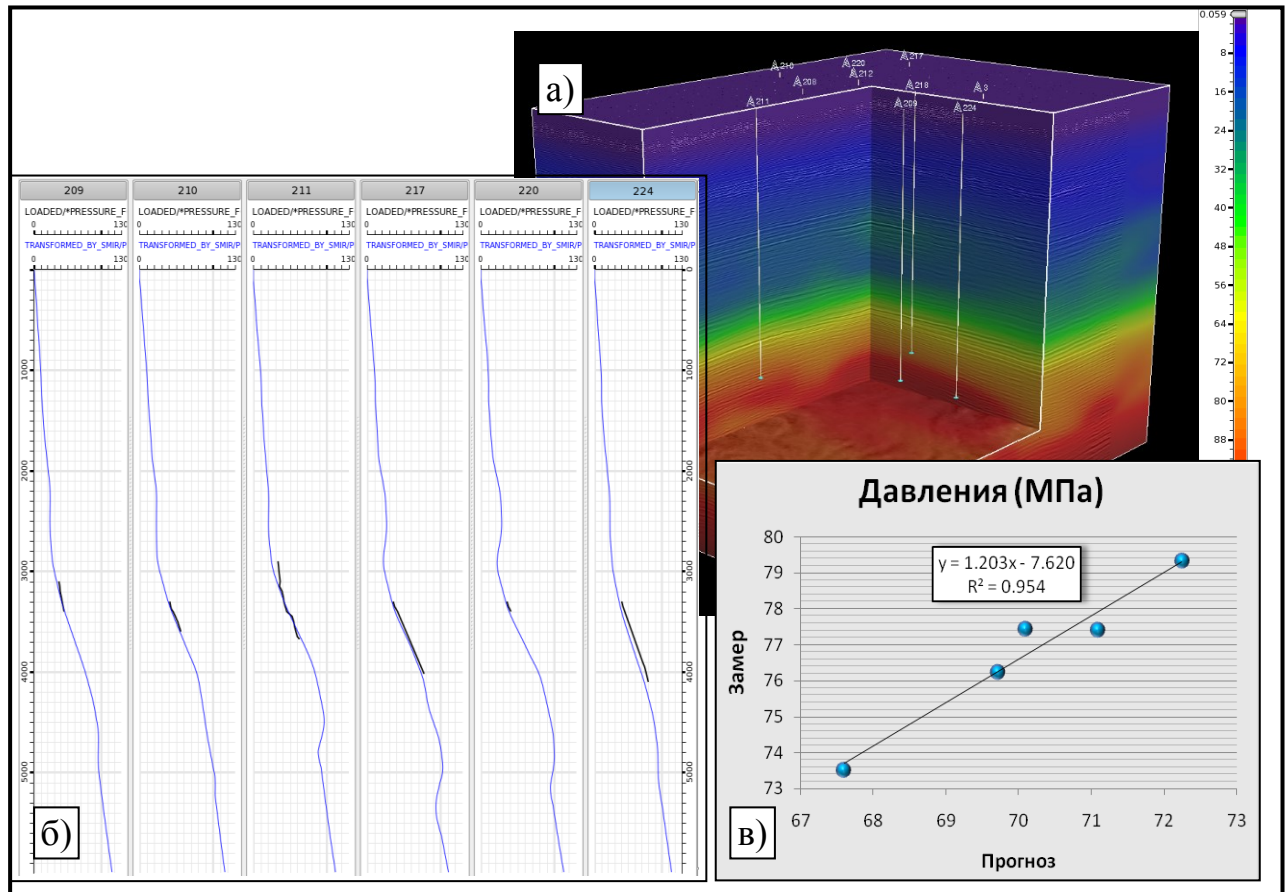


Рисунок 3.7 - Калибровка куба пластовых давлений по скважинным данным: а) куб пластовых давлений; б) прогнозные кривые изменения пластовых давлений по разрезу в точках скважин с прогнозом АВПД по материалам ГИС (короткие утолщенные отрезки кривых); в) график соотношения прогнозных и замеренных пластовых давлений (по данным А.А.Нежданова)

Имеющееся программное обеспечение позволяет решать задачи прогноза АВПД достаточно быстро и технологично, а при включении прогноза АВПД в круг решаемых при интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ 3D задач может позволить избежать грубых просчетов при выборе конструкции новых поисково-оценочных скважин.

Исходя из выполненного прогноза, в скважинах 221 и 213 Песцового месторождения в кровле тюменской свиты Рпл должно составлять 78 и 74,5 МПа, а значение Ка – около 2,01 и 1,94, соответственно. Фактически же в скважине 221 замеренное значение Рпл составляет 81,17 МПа на абсолютной отметке (а.о.) минус 3882 м, т.е. Ка фактически составляет 2,12. В скважине 213 по замеру Рпл Ка

составляет 2,13. Таким образом, ошибка определения K_a составляет по скважине 221 0,11 и по скважине 213 – 0,19, т.е. 5,2% и 8,9%, соответственно, что можно считать вполне приемлемым.

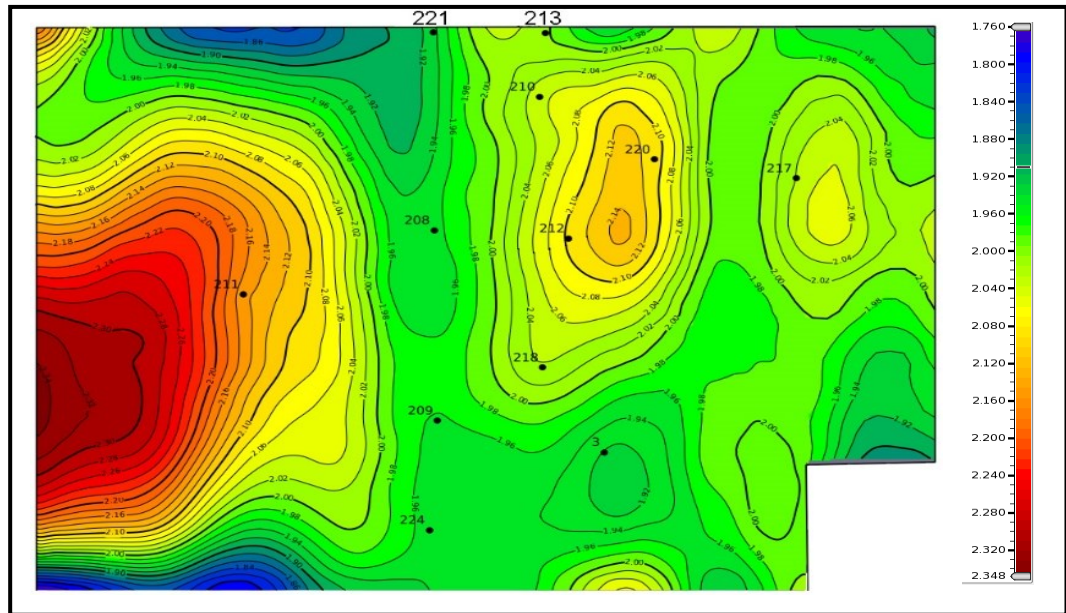


Рисунок 3.8 – Прогнозные значения коэффициента аномальности; для отражающего горизонта Т (кровля пласта Ю₂) Песцового месторождения (по данным А.А.Нежданова)

Второй способ оценки пластового давления заключался в определении интервальных скоростей продольных волн и, как следствие, давлений через замеры временных толщин в глинистой покрывке над пластом Ю₂ с пересчетом их в значения $R_{пл}$ через скважины с достоверно замеренными давлениями. Скорости определялись через значения Δt (временных толщин) верхнеюрско-берриасской глинистой толщи, на которые в точках пробуренных скважин делились толщины этой покрывки. Мощность верхнеюрско-берриасской глинистой толщи выдержана, плавно увеличивается в западном направлении. Скважины позволяют её закартировать достаточно точно. Поделив значения изопакит на разницу между изохронами кровли (ОГ Б) и подошвы (ОГ Т) глинистой толщи, мы получили детальную карту интервальных скоростей сейсмических волн (рисунок 3.9). Сопоставление значений интервальных скоростей с замерами $R_{пл}$ и K_a (рисунок 3.10) показало достаточно тесную статистическую связь перечисленных

параметров и позволило спрогнозировать пластовое давление в изолированных резервуарах кровли тюменской свиты (рисунок 3.11).

Относительная погрешность прогноза пластового давления, определённая по данным замеров в скважинах 221 и 213, использованных в качестве контрольных, составила менее 2%. На первый взгляд, данный способ прогноза K_a пластового давления весьма эффективен, но внимательное изучение графиков, приведенных на рисунке 3.10 свидетельствует о том, что наблюдаемая связь противоречит законам физики – пластовые давления и интервальные скорости связаны прямой зависимостью (рисунок 3.10). Однако следует напомнить, что мы анализируем скорость не в пласте, где замерено пластовое давление, а в перекрывающей глинистой толще, которая по факту является не столько крышкой, сколько зоной разгрузки давлений нижележащего резервуара (или зоной «ореола вторжения» по К.А. Аникиеву [7]). Факт значительной изменчивости соотношения между поровыми и пластовыми давлениями в разрезе, которое определяется распределением УВ, связывает наблюдаемое явление с процессами флюидомиграции. Если крышка надежна, то она препятствует снижению давления в подстилающем резервуаре, если в нее передается давление, то в резервуаре оно снижается, а в крышке – увеличивается. Повышение порового давления в крышке происходит именно из-за падения $R_{пл}$ в нижележащем резервуаре. Этот процесс приводит к разуплотнению крышки. Такое неустойчивое динамическое равновесие находит отражение в скоростях распространения упругих продольных волн. При поступлении газа из глубинного источника с гиперАВПД в осадочный разрез в первую очередь он заполняет резервуары, имеющие эффективную емкость, глинистые крышки такой емкости не имеют и газом не заполняются, либо заполняются в меньшей степени.

С другой стороны, чем меньше газа «стравилось» из пласта в вышележащую крышку (т.е. чем меньше АВПД в ней), тем выше давление в пласте. Вероятно, по значениям K_c в резервуаре и перекрывающей его крышке можно установить время формирования залежи – чем оно выше, тем моложе залежь. Насколько

устойчива выявленная закономерность судить трудно, т.к. точные замеры пластового и порового давления имеются лишь по ограниченному числу объектов.

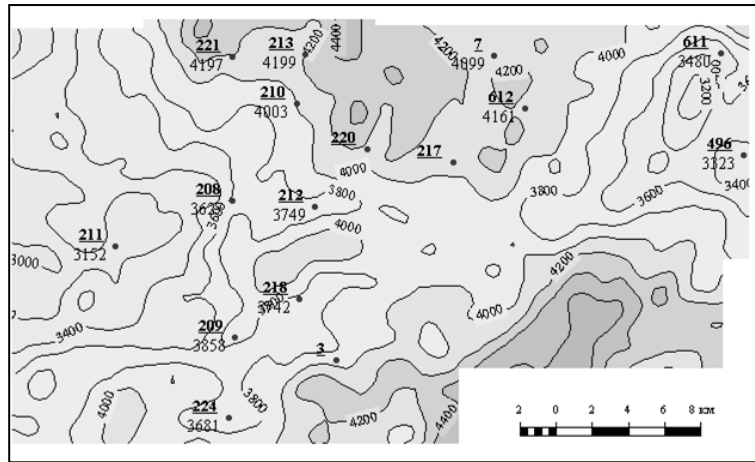


Рисунок 3.9 - Карта скорости распространения сейсмических волн в интервале ОГ Б – ОГ Т. Песцовое месторождение

Точность оценки прогноза АВПД по данным сейсморазведки МОВ ОГТ 3D на основе куба скоростей суммирования характеризует созданный автором куб прогнозных значений K_a из куба скоростей суммирования по Ямбургскому нефтегазоконденсатному месторождению (НГКМ). На месторождении сформирован единый куб сейсмических данных МОГТ 3D, имеющий площадь более 8,5 тыс. км². Это один из самых больших кубов МОГТ 3D в России. В зоне АВПД с K_a 1,6-2.2 установлена продуктивность ачимовской толщи и тюменской свиты, с которыми связаны, соответственно, газоконденсатно-нефтяные и газоконденсатные залежи с извлекаемыми ресурсами около 20 млрд. т условного топлива. Поэтому прогноз K_a АВПД для доразведки залежей в глубоких горизонтах Ямбургского месторождения является весьма актуальной задачей.

Для создания алгоритма прогноза K_a куб скоростей суммирования шкалировался из временного масштаба в глубинный (рисунок 3.12), затем по траектории стволов вертикальных скважин из него были извлечены трассы (рисунок 3.13). Алгоритм прогноза АВПоД основан на методике «коэффициентов увеличения давлений» А.И. Гальченко [229]. Определив тренд изменения скоростей суммирования, характерный для интервалов с гидростатическим поровым давлением согласно уравнению Итона, (рисунок 3.14) и считая, что в

Ямбургской АКЗ максимальное значение K_a достигает 2,30, используя серию линейных пересчетов, мы создали куб K_a пластового давления в глубинном масштабе (рисунки 3.15-3.17).

В кубе находит отражение Ямбургская АКЗ в центральной части структуры, хорошо заметны локальные газовые трубы, проникающие в осадочный чехол выше среднестатистического уровня, на горизонтальных срезах K_a также проявляются локальные особенности распространения поля аномальных флюидальных давлений с резкими изменениями значений K_a на коротких расстояниях.

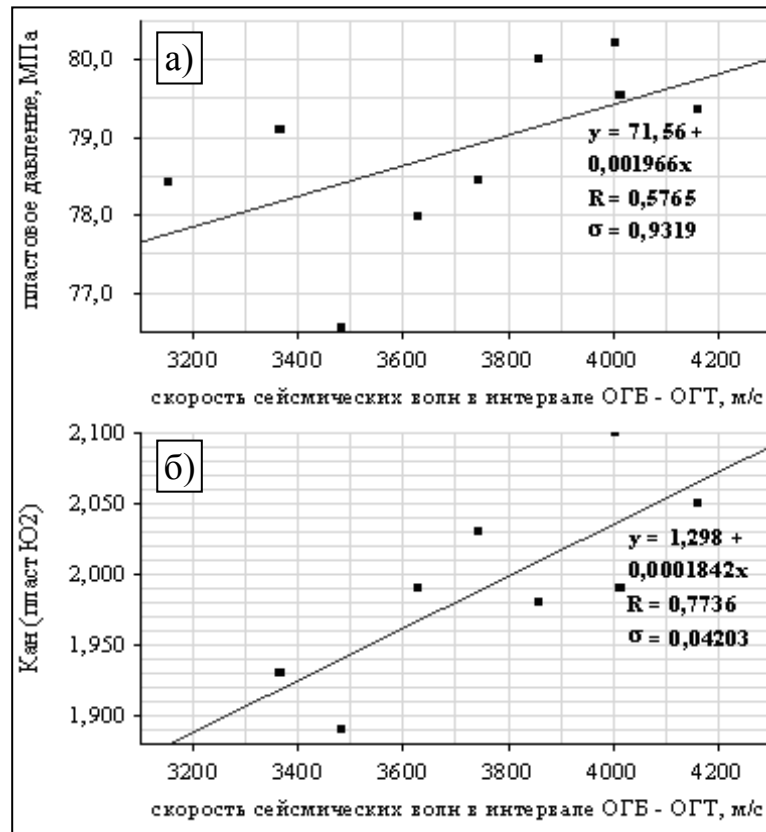


Рисунок 3.10 - Связь скорости распространения сейсмических волн в интервале ОГ Б - ОГ Т с пластовым давлением (а) и значениями коэффициента аномальности пластового давления (б) в резервуарах пласта Ю₂. Песцовое месторождение

Оценка достоверности перечисленных выше построений выполнена в точках глубоких скважин, в которых имеются оцененные как достоверные замеры и расчеты пластовых давлений в продуктивных пластах ачимовской толщи и тюменской свиты. В целом установлена прямая связь между прогнозными и

определенными в скважинах значениями K_a пластового давления с коэффициентом корреляции 0,62 (рисунок 3.18). Ошибки определения K_a в точках пластопересечений составляют 0-20%.

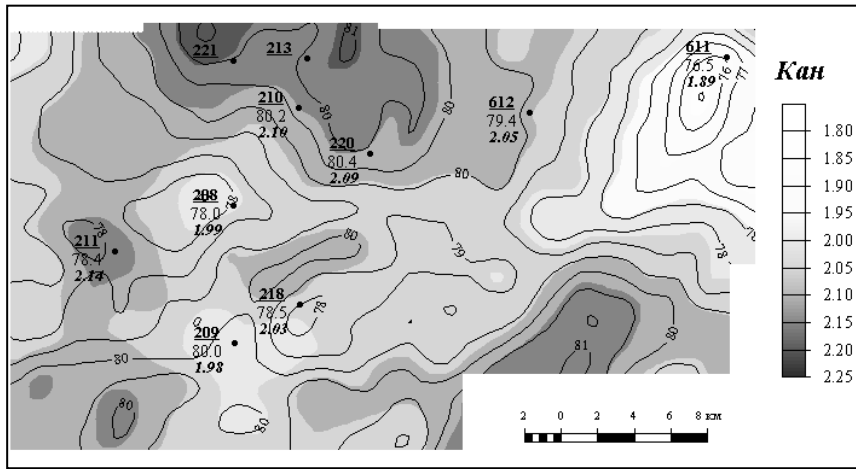


Рисунок 3.11 - Прогноз пластового давления (показан изолиниями) и коэффициента аномальности пластового давления (показан заливкой) в резервуарах пласта Ю₂. Песцовое месторождение

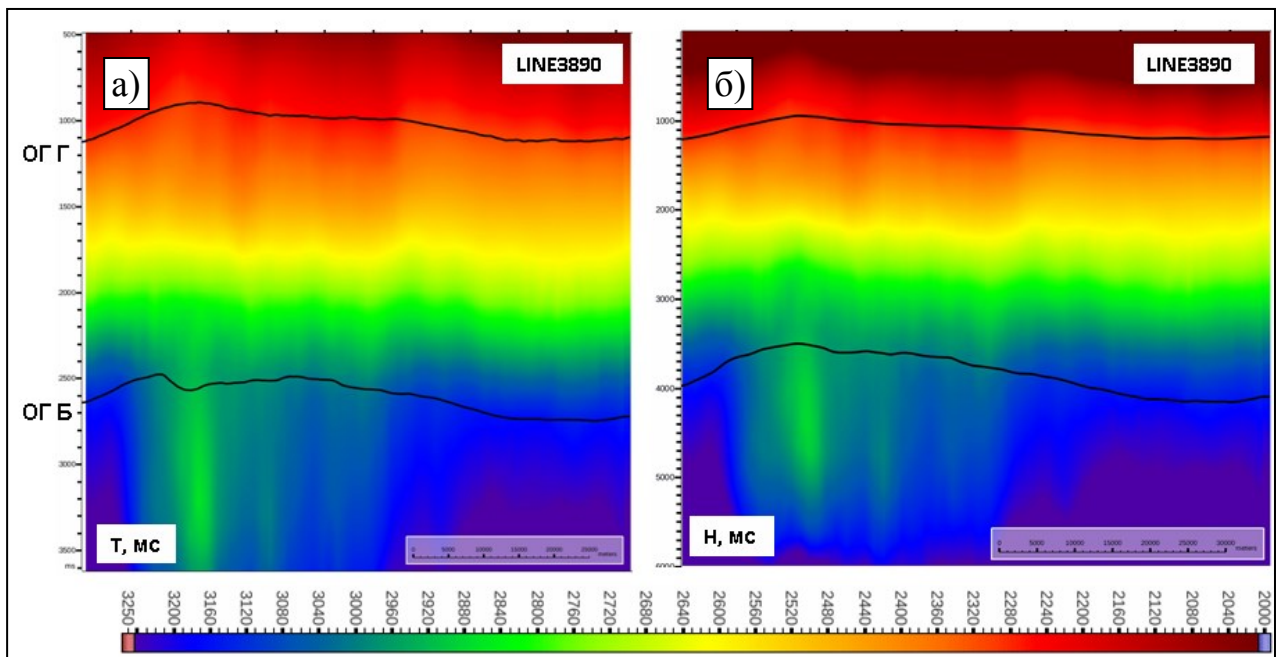


Рисунок 3.12 - Шкалирование куба скоростей суммирования из временного масштаба (а) в глубинный (б)

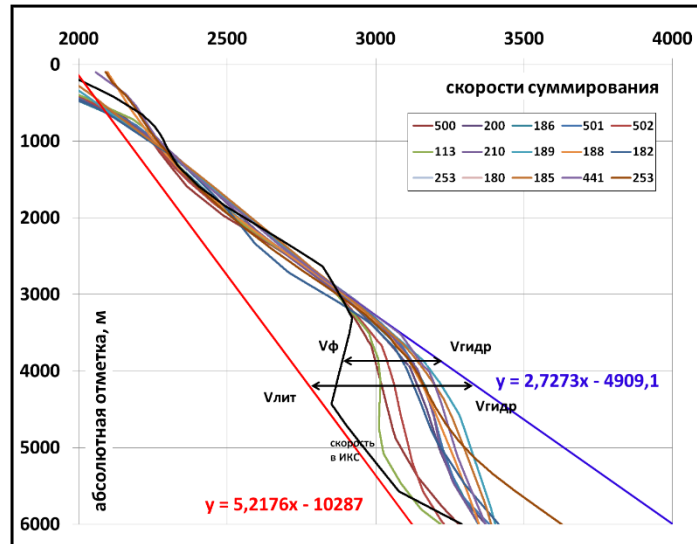


Рисунок 3.13 - Трассы куба скоростей суммирования в глубинном масштабе вдоль стволов вертикальных скважин и в центре Ямбургской АКЗ (линия с подписью «скорость в ИКС»)

Довольно высокая неоднозначность прогноза обусловлена уже отмеченными причинами:

- во первых, это прогноза K_a пластового давления по поровым давлениям при отличии значений K_c от единицы;
- во-вторых, не слишком высокая точность замера и расчета пластового давления в скважинах из-за его невосстановления в процессе испытания;
- в третьих, нельзя забывать и о недостатках метода ОГТ – невысокой точности расчета скоростей суммирования, наличия существенных ошибок в определении глубин залегания продуктивных пластов.

Поэтому можно считать полученные результаты вполне успешными, особенно если учесть значительные размеры куба.

При прогнозе K_a по отдельным его частям, а также при росте количества глубоких скважин с достоверными определениями K_a пластового давления, точность построений, несомненно, будет выше.

Однако нельзя рассчитывать на то, что по скважинным или сейсморазведочным данным будет возможен точный прогноз K_a пластового давления, обеспечивающий возможность вскрытия продуктивных пластов зоны

АВПД «на равновесии» с целью предотвращения кольтации прискважинной зоны пласта.

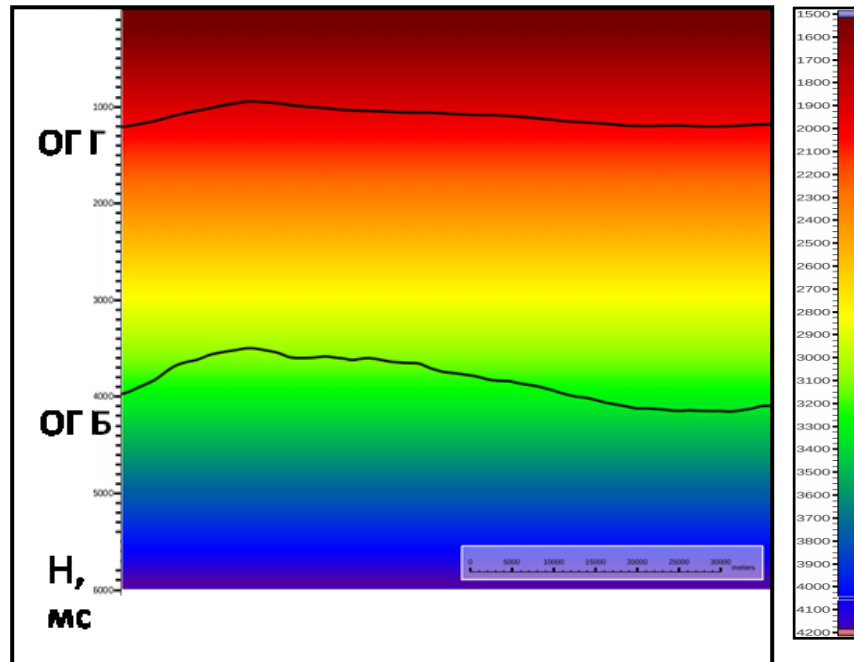


Рисунок 3.14 - Субширотный разрез куба скоростей суммирования при нормальном уплотнении

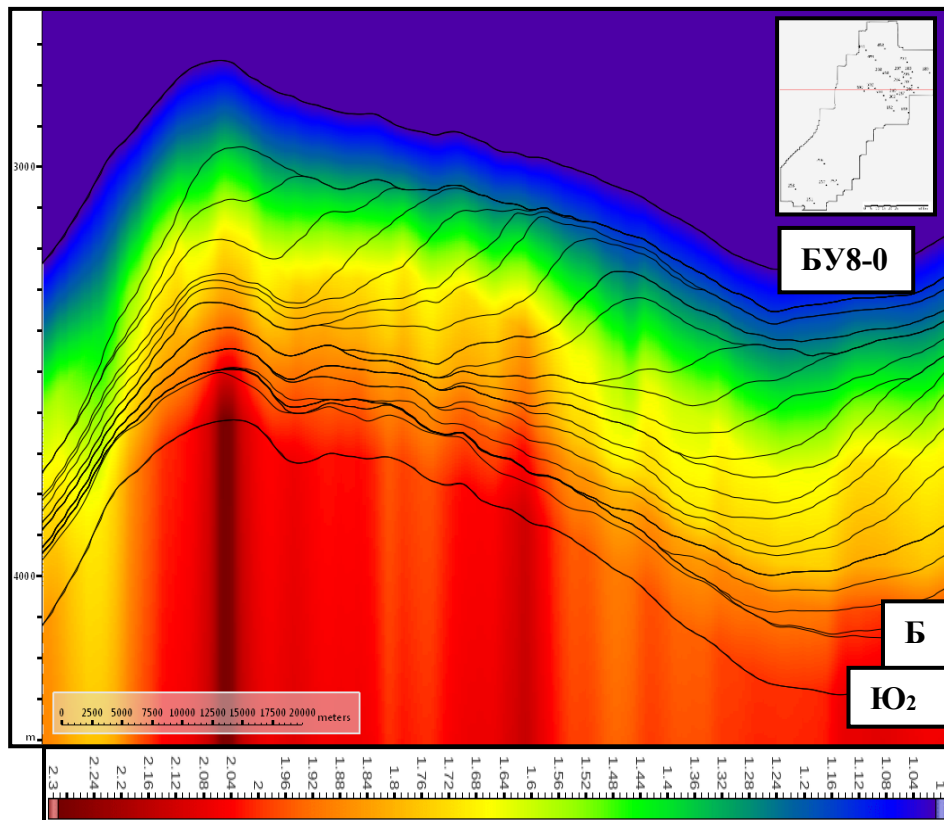


Рисунок 3.15 - Вертикальный разрез итогового глубинного куба Ка пластового давления по линии 3871 (З-В). Ямбургское месторождение

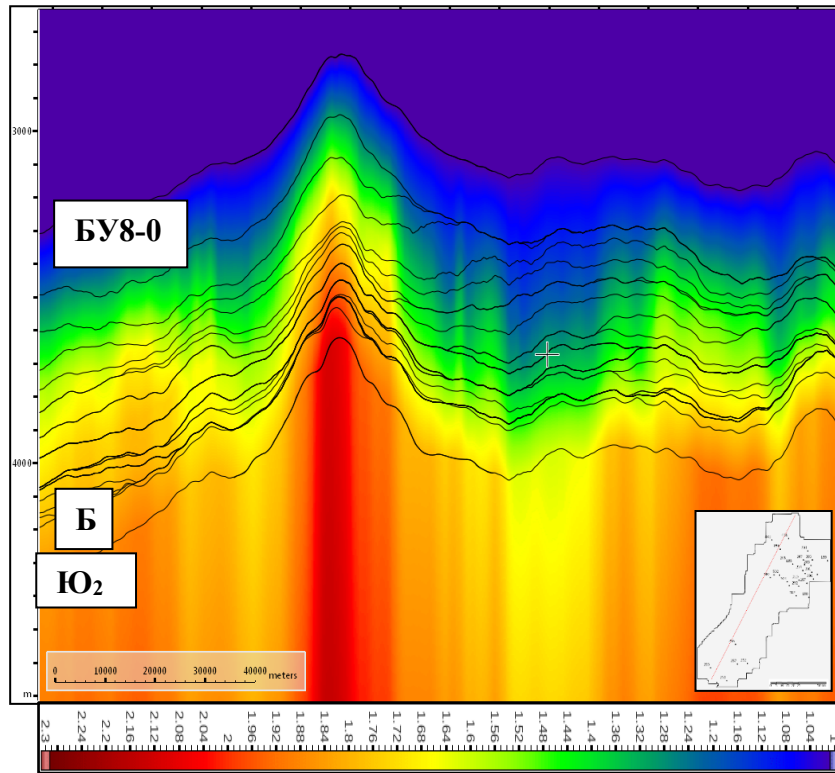


Рисунок 3.16 – Вертикальный разрез итогового глубинного куба Ка пластового давления по простиранию Ямбургского вала (СВ-ЮЗ)

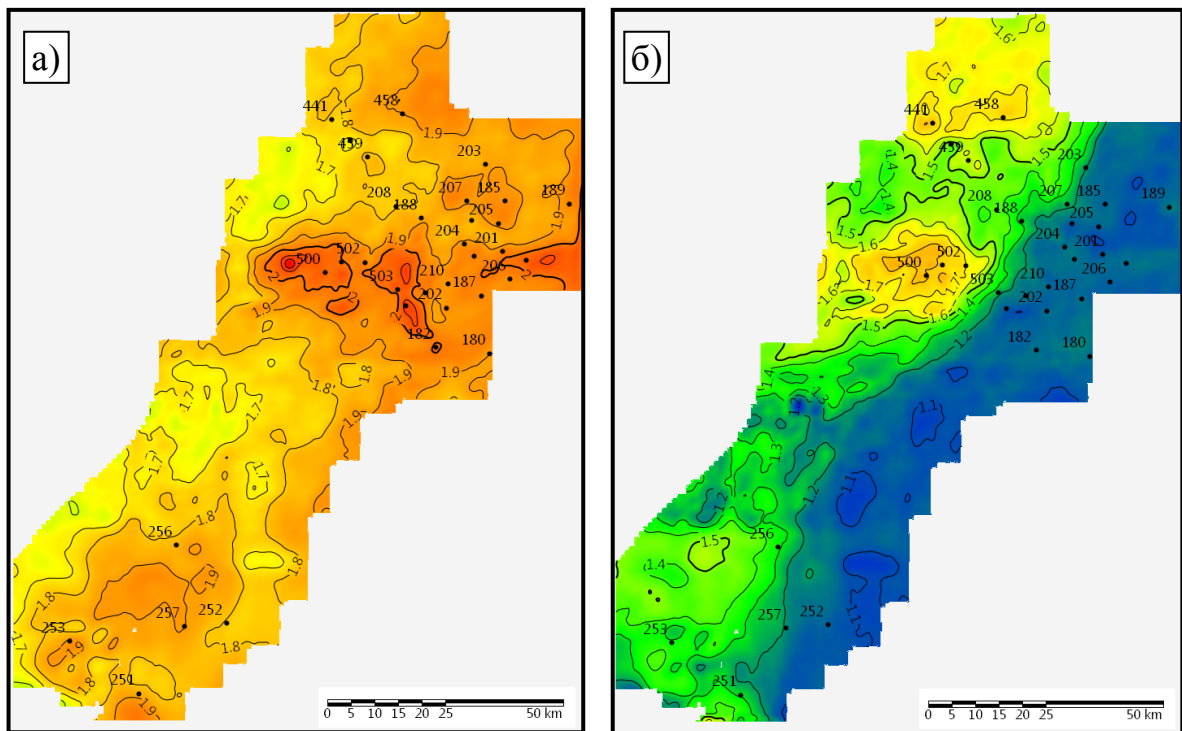


Рисунок 3.17 – Карты значений глубинного куба Ка пластовых давлений Ямбургского месторождения для пластов: а – Ю₂; б – Ач₁₄⁶

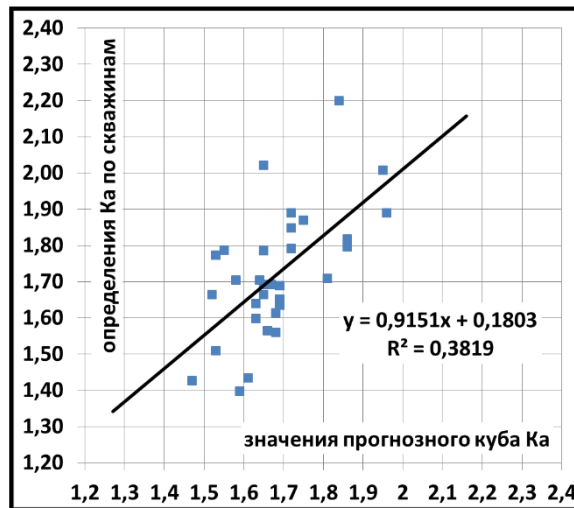


Рисунок 3.18 - Сопоставление значений полученного куба Ka порового давления с наиболее достоверными значениями Ka в скважинах

Для обеспечения вскрытия продуктивных пластов «на равновесии» необходим тщательный мониторинг Ka пластового давления в процессе бурения, а также использование закрытых контуров промывочной жидкости, что обеспечивает возможность оперативного изменения плотности бурового раствора.

3.3 Закономерности изменения АВПД, АВПД в Западной Сибири

3.3.1 Глубокие горизонты осадочного чехла

Нижняя граница распространения зон АВПД, АВПОД и изменение Ka пластового давления в нижнеюрских и триасовых отложениях ранее не могли быть до конца изучены, так как в советские годы было пробурено крайне мало скважин, вскрывших подошву осадочного чехла в наиболее глубоких частях ЗС. В дальнейшем, после бурения сверхглубоких скважин СГ-6 и СГ-7, а также еще ряда глубоких скважин, вскрывающих подошву осадочного чехла и триасовые базальты, такая возможность появилась.

На рисунке 3.19 приведены результаты расчета Ka порового давления по методике А.И. Гальченко по скважинам 414 Уренгойской и СГ-6. В скважине 414, вскрывающей доюрские породы на глубине около 5 км, Ka увеличивается от ачимовской толщи к забою от 1,8 до 2,0. В скважине СГ-6 Ka порового давления увеличивается в юре от 1,5 в кровле до 1,7 в подошве, возрастая в разрезе триаса

до значения 2,3 на глубине 6500 м. Ниже, в разрезе эффузивно-осадочных пород значения K_a снижаются до 1,9. Следует, однако, заметить, что выбор опорных пачек тонкоотмученных глин, по которым можно оценивать АВПоД, в разрезе нижней-средней юры, а тем более эффузивно-осадочного и эффузивного триаса затруднен, поэтому полученные результаты имеют невысокую точность.

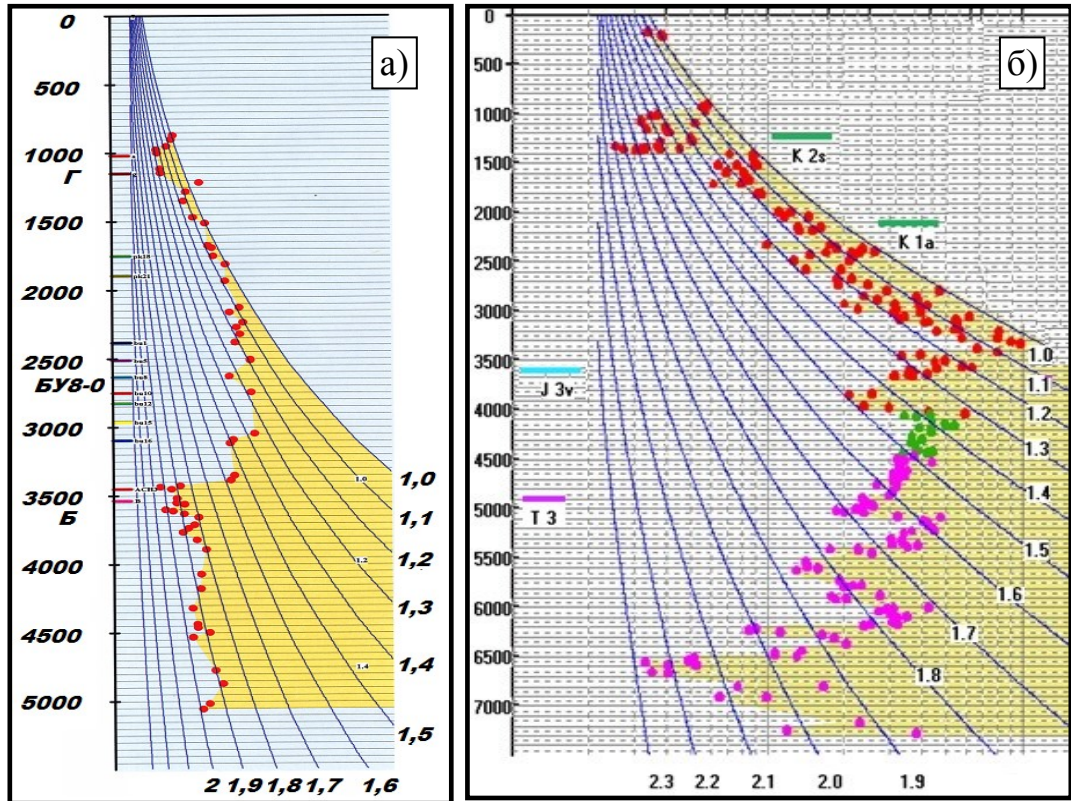


Рисунок 3.19 – Расчет АВПоД методом А.И.Гальченко [229] по скважине 414 Уренгойской площади (а) и скважине СГ-6 (б)

В таблице 3.2 приведена оценка K_a порового давления в глинах юры скважинах СГ-6 и СГ-7 по значениям скорости, замеренной по данным ВСП (расчет по формуле В.М. Добрынина [53]). Здесь в разрезе нижней-средней юры и триаса значения K_a изменяются от 1,9 до 2,3. В толще базальтов триаса скорости сейсмических волн резко возрастают, как и в породах палеозоя (по скважинам Новопортовского месторождения, содержащим высокодебитную газовую залежь значения K_a пластового давления по замерам $R_{пл}$ составляют 1,06-1,09). Это свидетельствует об отсутствии АВПД в фундаменте, что объясняется некоторыми исследователями потерей упругости пород вследствие широкого развития

трещиноватости. На более погруженных по сравнению с Новопортовским месторождением территориях (например, Северо-Варьеганское месторождение) Ка пластового давления в газоконденсатной залежи, приуроченной к палеозойским отложениям, составляет 1,35-1,40. Очевидно, пластовые давления в глубоких горизонтах требуют дальнейшего изучения.

Таблица 3.2 - Коэффициент аномальности поровых давлений, рассчитанный по данным ВСП в скважинах СГ-6 и СГ-7 (давления рассчитаны по формуле В.М. Добрынина и В.А. Серебрякова [53] для определения аномальных поровых давлений в глинистых толщах через интервальные скорости)

Пачка/ ярус	Глубина, м	Р, МПа	Ка
Еньяхинская сверхглубокая скважина СГ-7			
Келловей	3900	85,2	2,18
Бат	4000	84,0	2,10
Байос	4400	95,5	2,17
Радом (аален)	4750	104,7	2,20
Тогур (тоар)	5050	74,3	1,47
Тогур	5100	82,0	1,61
Плинсбах	5400	116,1	2,15
Геттанг	5550	130,9	2,35
Синемюр	5950	126,9	2,13
Тюменская сверхглубокая скважина СГ-6			
Келловей	3900	68,4	1,75
Радом (аален)	4700	77,4	1,64
Тогур (тоар)	5000	99,0	1,98
Геттанг	6000	125,1	2,01

Увеличение Ка пластового и порового давления с глубиной показывают данные ГИС, ВСП и по другим глубоким скважинам, достигшим подошвы осадочного чехла: СГ-6, Надымская-7, Медвежья-1001, Юбилейная-200, Западно-Таркосалинская-99, Северо-Варьеганская-17, Бованенковская-201, Ямсовейская 98 и другие. Рост Ка пластового и порового давления начинается с отложений ачимовской толщи и с углублением продолжается, с уровня отложений тюменской свиты давление достигает максимально возможных, близких к давлению

гидроразрыва значений и не снижается до подошвы осадочного чехла. Таким образом, начиная с уровня нижнемеловых отложений карты Ка должны отражать изменение градиента нарастания флюидального давления в единой зоне АВПД ЗС по площади бассейна. В связи со слабой изученностью оценить закономерности изменения Ка глубоких горизонтов (фундамент, триас, подошва юры) по площади бассейна пока не представляется возможным.

3.3.2 Кровля тюменской свиты и ачимовская толща северных и арктических районов Западной Сибири

Основным объектом изучения АВПД и АВПоД в ЗС являются отложения ачимовской толщи и кровельной части тюменской свиты (пласты Ю₂-Ю₄) на территории ЯНАО, где с этими отложениями связана уникальная по масштабам нефтегазоносность. Имеющиеся данные позволяют оценить закономерности изменения пластовых давлений в отложениях этого стратиграфического диапазона и их Ка по разрезу и по площади. На рисунке 3.20 показаны результаты замеров и расчетов пластовых давлений в скважинах на месторождениях ПАО «Газпром» в ЯНАО. АВПД начинает проявляться на разных гипсометрических уровнях, но стратиграфически это (за исключением Харасавэского газоконденсатного месторождения или ГКМ) нижние песчаные пласты неокома (ачимовская толща). В перекрывающих ее (надачимовских) глинах зафиксированы АВПоД с нарастанием Ка порового давления чаще от 1,2 в их кровле до 1,4-1,6 в подошве. АВПД в покровных неокомских шельфовых пластах на Харасавэйском ГКМ обычно рассматривается как свидетельство наиболее высоких термобарических показателей осадочного чехла на этом месторождении. По нашему мнению, уникально маленькая глубина АВПД здесь связана с наличием на месторождении крупных газовых труб – АКЗ. Так, наличие АВПД с Ка до 1,7 в газоконденсатной залежи пласта ТП₂₆ сопровождается резким возрастанием значения термоградиента (ТГ) в этой залежи до 3,9°C/100м (против 3,63°C/100м в юре и 3,53°C/100 м в вышележащих пластах с гидростатическим давлением). Это однозначно свидетельствует о поступлении в пласт глубинных флюидов с более высокими температурами и давлением. Отклонение фигуративных точек вправо от линейной

зависимости на рисунке 3.20 на глубинах ниже 2 км на Харасавэйском ГКМ связано с неокомскими отложениями. На Бованенковском месторождении аналогичное поведение фигуративных точек на глубинах более 2,6 км связано с юрскими отложениями, в которых аномально высокое давление на севере ЗС широко распространено.

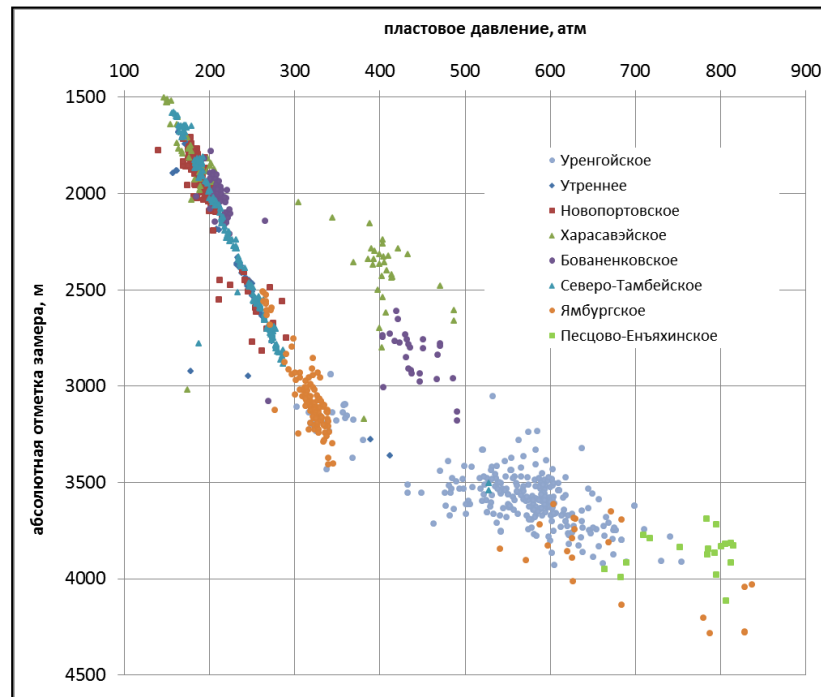


Рисунок 3.20 - Результаты замера пластового давления в юрских и раннемеловых отложениях по скважинам на ЛУ ПАО «Газпром» в ЯНАО

В зоне гидростатических пластовых давлений их значения связаны с абсолютной отметкой замера строгой линейной зависимостью, для зоны АВПД эта линейная зависимость нарушается и фиксируется облако точек с некоторым возрастанием давлений вниз по разрезу. С одной стороны, разброс значений пластового давления обусловлен снижением качества испытаний, с другой – влиянием разнообразных факторов, определяющих давления. Так, на Уренгойском НГКМ закономерного увеличения значений K_a в тюменской свите относительно ачимовской толщи не установлено, что объясняется низким качеством испытаний пластов юры и ачимовской толщи [114]. На Песцовом и Ямбургском НГКМ, глубокие горизонты которых начали разбуриваться уже в XXI веке при более

высоком качестве буровых работ, значения K_a несколько выше и устанавливается связь значений $R_{пл}$ и K_a с глубиной, в тюменской свите их значения выше, чем в ачимовской толще. Графики зависимости $R_{пл}$ и K_a от глубины в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты на Песцовом и Ямбургском месторождениях показаны на рисунках 3.21-3.24.

В первую очередь следует отметить, что в большом интервале глубин, охватывающем как ачимовскую толщу, так и тюменскую свиту (до 515,7 м разреза по изученным месторождениям), эта закономерность проявляется достаточно четко. Значения коэффициента корреляции между $R_{пл}$ и абсолютной отметкой (а.о.) точки замера (соотносимой с подошвой интервала испытания) на Песцовом месторождении составляет 0,80, на Ямбургском – 0,75. В то же время теснота связи K_a с абсолютной отметкой интервала испытания ниже и составляет по Песцовому месторождению 0,69, а по Ямбургскому – только 0,48 (рисунки 3.21, 3.22). Если же рассматривать барические параметры тюменской свиты и ачимовской толщи отдельно (рисунки 3.23, 3.24), то теснота связи между $R_{пл}$ и K_a с абсолютной отметкой замера значительно ухудшается. На Песцовом месторождении в ачимовской толще и тюменской свите коэффициент корреляции между $R_{пл}$ и а.о. замера уменьшается, соответственно, до 0,62 и 0,33. На Ямбургском месторождении (ачимовская толща) значения коэффициента корреляции ($K_{кор}$) между $R_{пл}$ и а.о. замера давления снижаются до 0,53.

Следует также отметить, что теснота связи $R_{пл}$ с а.о. точки замера выше, чем у K_a – для значений последнего этой связи практически нет. То же самое можно сказать относительно связи значений $R_{пл}$ и K_a пластового давления с расстоянием точек замера до кровли баженовской свиты (рисунок 3.25) – если между $R_{пл}$ и этим параметром устойчивая обратная связь есть (значение коэффициента корреляции 0,75), то K_a такой связи практически не обнаруживает ($K_{кор}=0,48$). K_a – показатель, отражающий, в некоторой степени, градиент пластового давления.

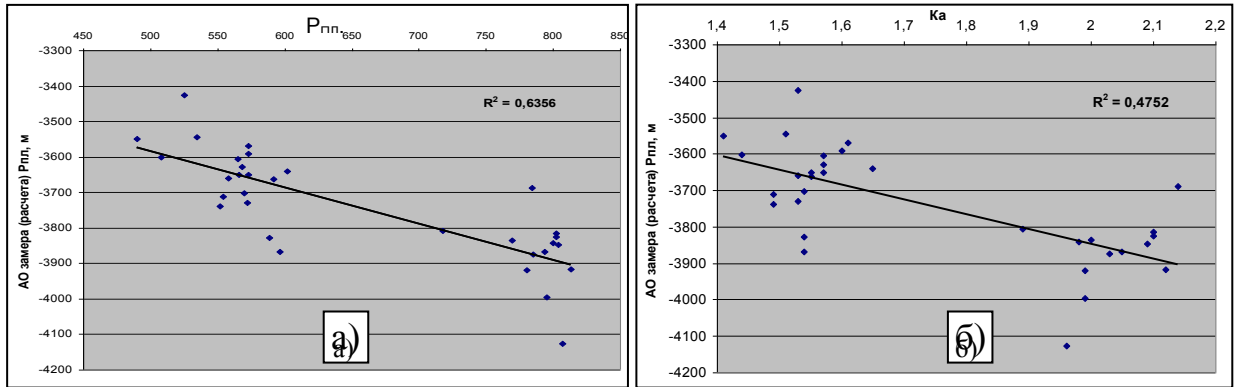


Рисунок 3.21 - Песцовое месторождение. Графики зависимости: а) – пластового давления от абсолютной отметки интервала испытания); б) – коэффициента аномальности от абсолютной отметки интервала испытания)

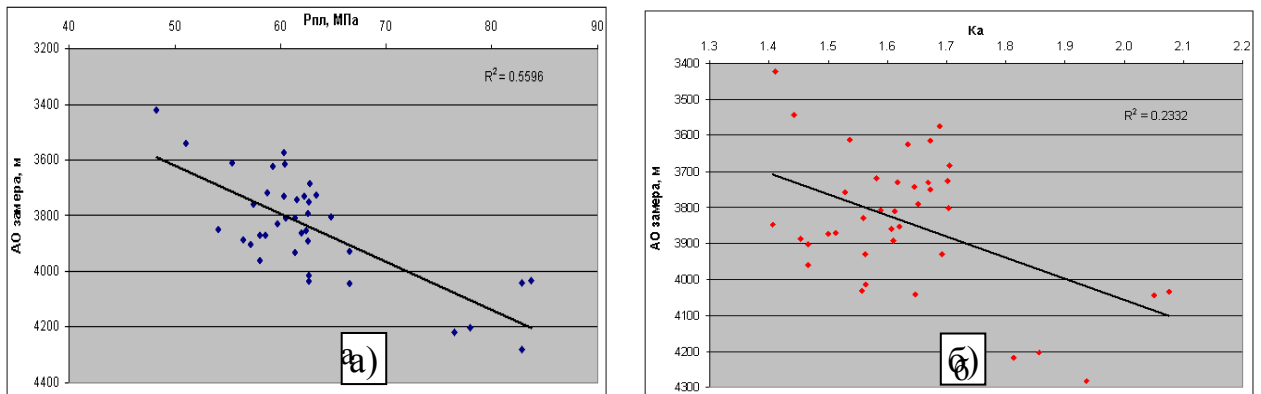


Рисунок 3.22 - Ямбургское НГКМ. Графики зависимости: а – $P_{пл}$ от абсолютной отметки замера; б – K_a от абсолютной отметки замера

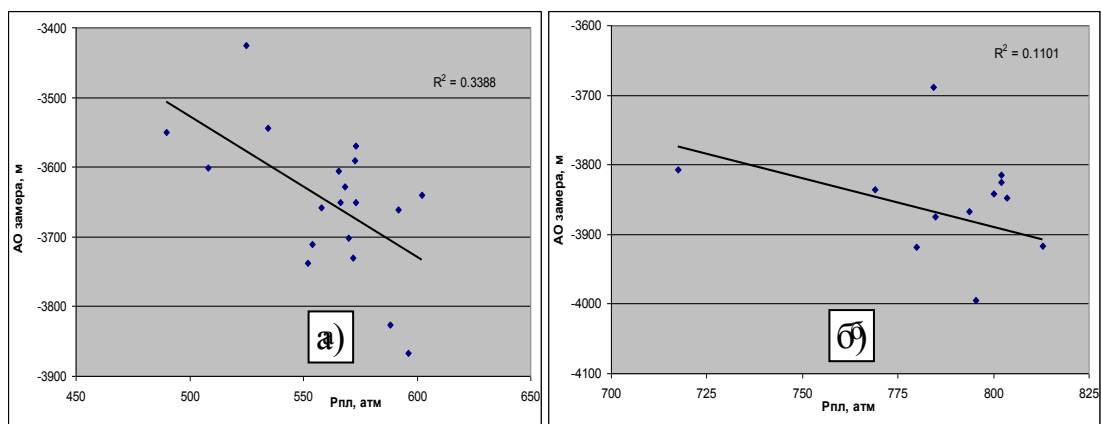


Рисунок 3.23 - Песцовое месторождение. Графики зависимости а – пластового давления в ачимовской толще от глубины замера; б – пластового давления в тюменской свите от глубины замера;

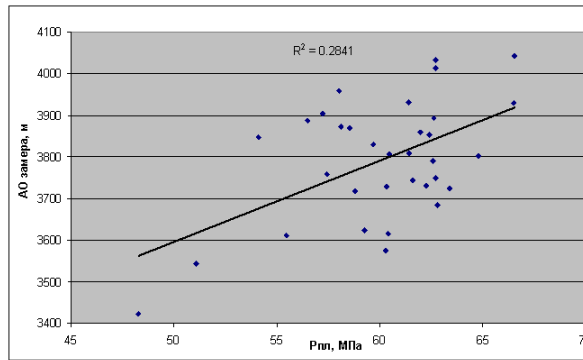


Рисунок 3. 24 - Ачимовская толща Ямбургского НГКМ. График зависимости $R_{пл}$ от абсолютной отметки замера

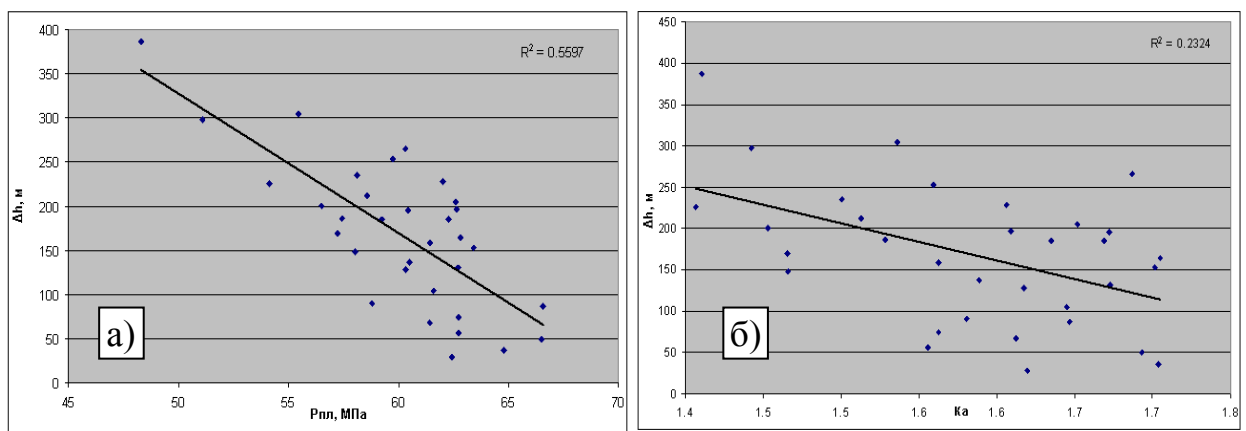


Рисунок 3. 25 - Ачимовская толща Ямбургского НГКМ. Графики зависимости: а – $R_{пл}$ от расстояния до кровли баженовской свиты; б – K_a от расстояния до кровли баженовской свиты

Поэтому то, что значения K_a пластового давления в пределах отдельных месторождений не обнаруживают, в отличие от значений $R_{пл}$, прямой связи с глубинами (абсолютными отметками) залегания пластов, имеет определенное значение для выяснения природы АВПД.

Из рисунка 3.26 следует, что региональная связь значений K_a с глубиной залегания пластов тюменской свиты в целом выдерживается (коэффициент корреляции 0,72), но по конкретным месторождениям эта связь или исчезает, или изменяется на обратную и значения K_a увеличиваются в сводовых частях поднятий. Это заметно практически по всем антиклинальным структурам, охарактеризованным кондиционными замерами давлений (рисунок 3.26).

Не вдаваясь сейчас в рассмотрение природы такого явления, отметим, что данная закономерность – рост значений K_a пластового и порового давлений в сводовых частях антиклинальных структур относительно смежных прогибов описана В.Ю. Керимовым, В.Г. Мартыновым, М.З. Рачинским и другими исследователями [81, 176] по многим нефтегазоносным бассейнам.

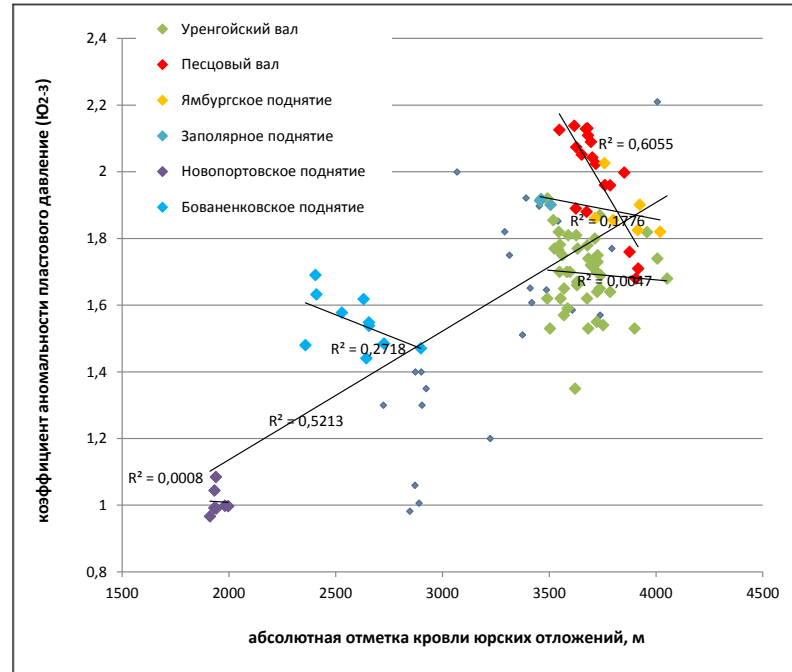


Рисунок 3.26 - Зависимость K_a давления в кровле отложений тюменской свиты от абсолютной отметки замера давления (для повышения достоверности информации, представлены замеры объектов с дебитом более 10 тыс. м³/сут)

Относительно закономерностей изменения поровых давлений в интервале средняя юра – ачимовская толща можно отметить факт приуроченности наиболее высоких поровых давлений к регионально развитому флюидоупору – глинистой толще келловей-берриасского возраста, включающей битуминозную баженовскую свиту (волжский ярус) – наиболее надежной глинистой покровке в разрезе осадочного чехла ЗС. Значения K_a АВПоД в верхнеюрском интервале на рассматриваемой территории достигают 2,1 (скважина 414 Уренгойская, рисунок 3.19), составляя 1,9 на Песцовом и Северо-Тамбейском месторождениях, 1,8 на Ямбургском, Западно-Сеяхинском, Южно-Тамбейском, Тотаяхинском месторождениях и Северо-Сеяхинской площади, 1,75 – на Харасавэйском, 1,70 на

Бованенковском и Уренгойском месторождениях. Региональный тренд K_a АВПоД верхней юры выражается в возрастании значений K_a в северном направлении, а также его уменьшении к обрамлениям бассейна и на юг. Несомненно, что при более детальном картировании K_a АВПоД в рассматриваемом интервале степень его изменчивости существенно увеличится.

Площадные закономерности изменений значений K_a пластового давления в средней юре и ачимовской толщи неокома на севере ЗС изучены по данным, полученным путем интегрирования наиболее достоверных замеров пластового давления в ходе испытания, прогноза АВПоД по ГИС и наличия кинематических аномалий, маркирующих зоны с K_a пластового давления 2,0-2,25 (АКЗ).

На рисунках 3.27-3.30 представлены полученные таким путем карты пластового давления и K_a пластового давления для верхней части среднеюрских отложений и нижней части ачимовской толщи неокома. На рисунке 3.27 приведена карта значений K_a пластового давления для кровли тюменской, малышевской свит и их среднеюрских аналогов (пласты Ю₂₋₃). Наибольшие значения K_a характерны для центральных и наиболее погруженных частей бассейна. Изолиния K_a 1,9 объединяет Песцовое, Ямбургское, Заполярное поднятия, Нерутинскую впадину, тянется вдоль меридионального течения реки Пур по Нижнепурскому прогибу в Большехетскую впадину. Аналогичные значения охватывают центральную часть полуострова Гыдан и северо-западную часть полуострова Ямал (Западно-Ямальская впадина). Установлено, что наибольшие значения K_a пластового давления в кровле среднеюрских отложений характерны для Надым-Пурского и Пур-Тазовского междуречья, южной части полуострова Гыдан (район Большехетской впадины), северо-западной части полуострова Ямал. Гидростатические значения пластового давления в среднеюрских отложениях зафиксированы в Приуральской и восточной частях бассейна.

Медвежий мегавал достаточно плотно разбурен глубокими скважинами, но из испытанных скважин не удалось получить промышленно значимых притоков УВ по причине низкого качества геологоразведочных работ.

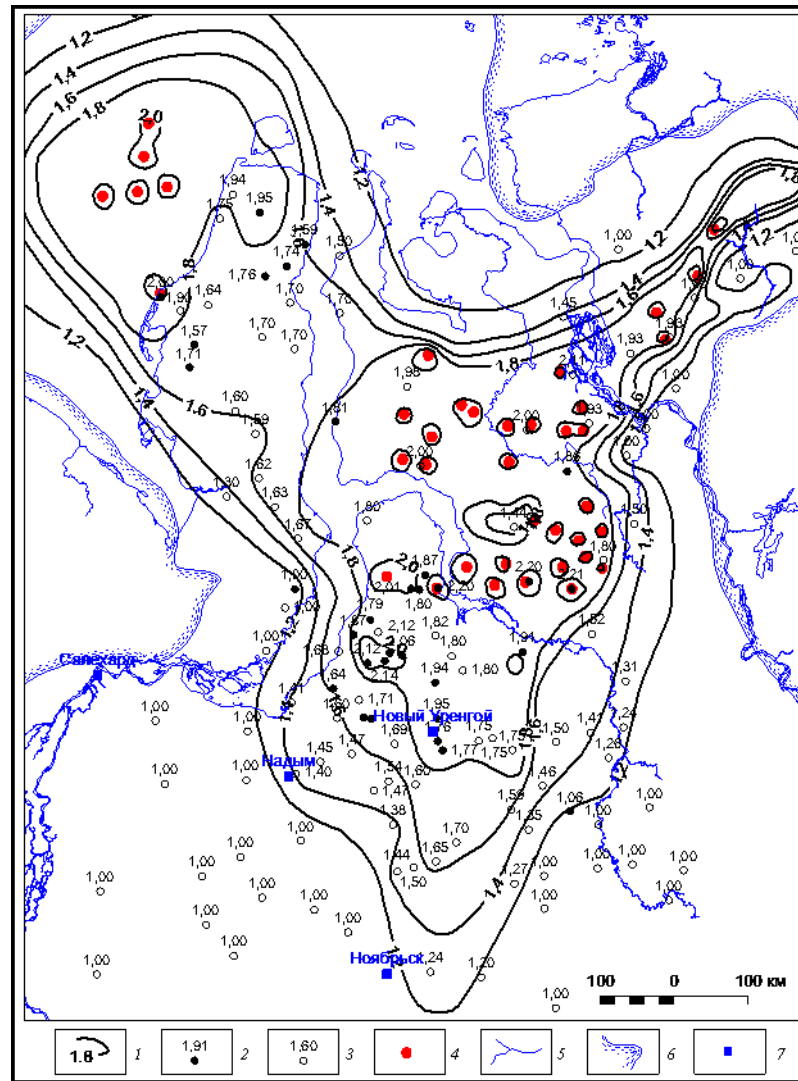


Рисунок 3.27 - Карта Ка пластового давления в верхней части среднеюрских отложений (1-изолинии значений Ка; 2-скважины, в которых пластовое давление рассчитано по показаниям манометра; 3-скважины, в которых пластовое давление рассчитано по ГИС; 4-АКЗ в среднеюрском интервале разреза; 5-элементы гидрографии; 6-границы Западно-Сибирского осадочного бассейна; 7-крупные города)

В скважине 75 Ныдинской площади пласт Ю₂ был относительно успешно испытан, получен низкодебитный приток газоконденсата, записана КВД на глубине 3300 м. Забойное давление не восстановилось, однако достигло значения 53,1 МПа, то есть истинный Ка составляет несколько больше 1,61. Предполагаемые значения Ка флюидального давления в кровельной части отложений тюменской

свиты по данным ГИС здесь варьируют от 1,5 на западном склоне вала до 1,7 на его восточном.

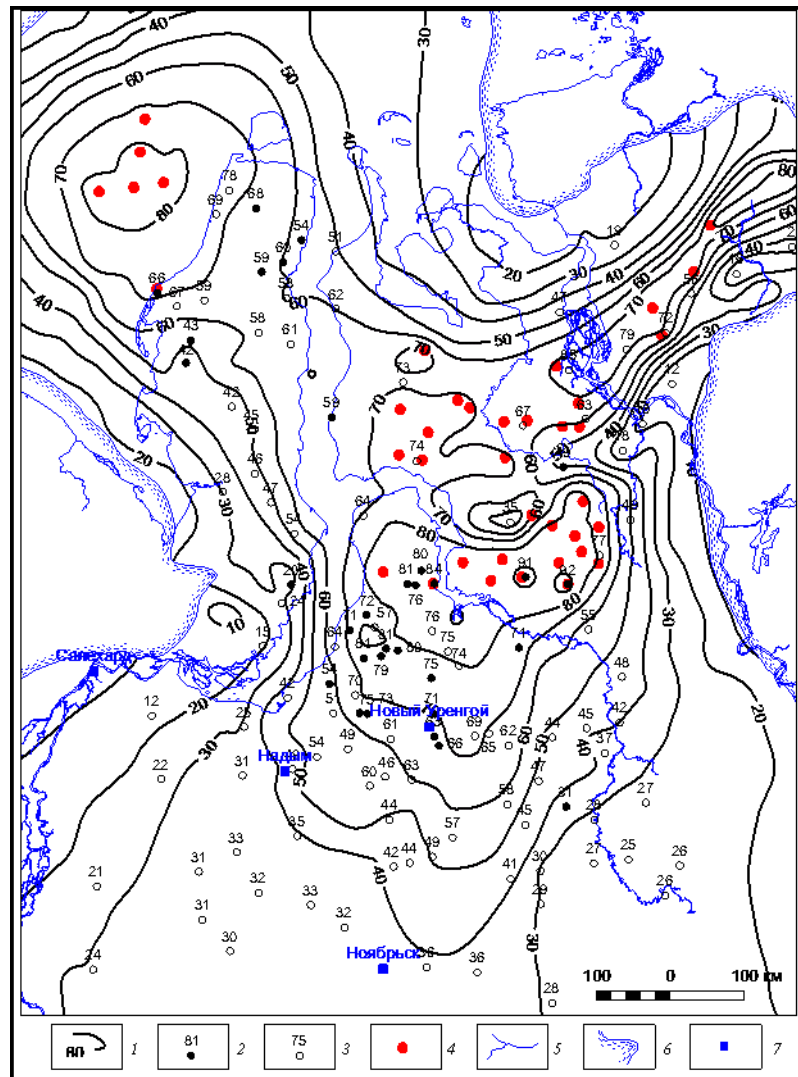


Рисунок 3.28 - Карта пластового давления в верхней части среднеюрских отложений (1-изолинии значений пластового давления; 2-скважины, в которых пластовое давление рассчитано по показаниям манометра; 3-скважины, в которых пластовое давление рассчитано по ГИС; 4-АКЗ в среднеюрском интервале разреза; 5-элементы гидрографии; 6-границы Западно-Сибирского осадочного бассейна; 7-крупные города)

Уренгойский вал хорошо изучен бурением и испытаниями. Идентичность притоков, полученных при испытании ачимовской толщи и тюменской свиты, говорит о том, что немногие из имеющихся данных отражают истинные значения

пластового давления. Оставленные после отбраковки значения говорят о том, что большие значения K_a (1,8) приурочены к сводовой части Уренгойского вала.

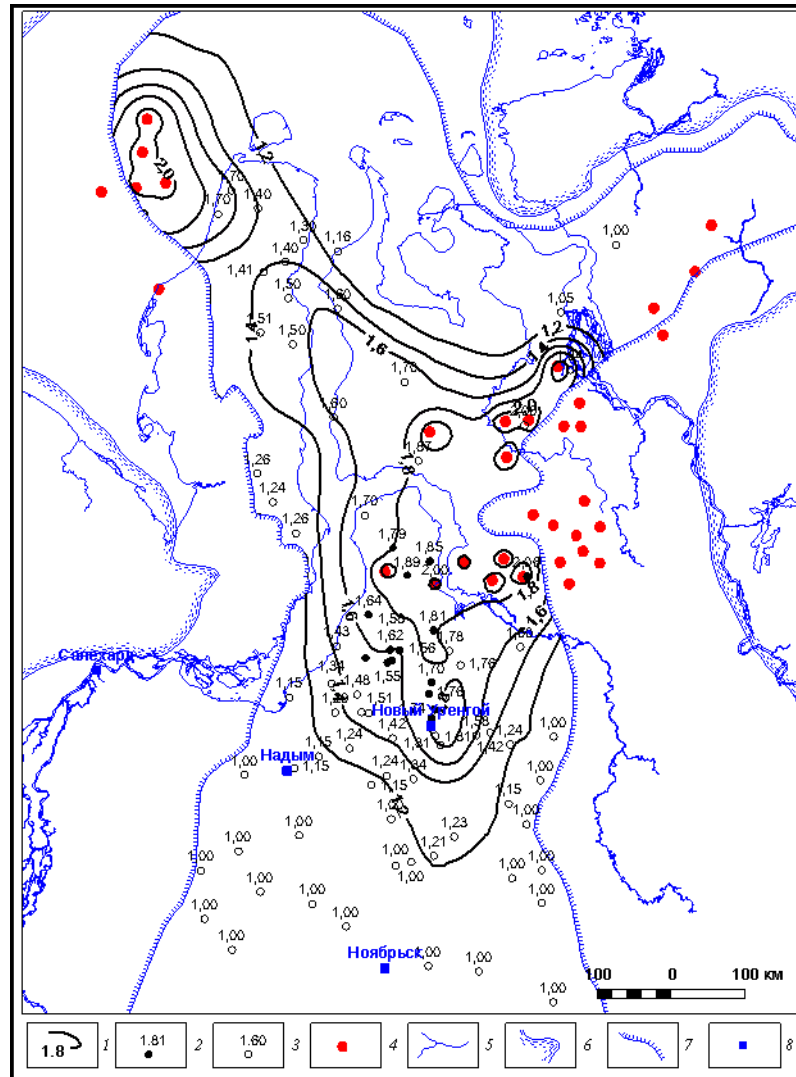


Рисунок 3.29 - Карта K_a пластового давления в нижней части отложений ачимовской толщи (1-изолинии значений K_a ; 2-скважины, в которых пластовое давление рассчитано по показаниям манометра; 3-скважины, в которых пластовое давление рассчитано по ГИС; 4-АКЗ в неоккомском интервале разреза; 5-элементы гидрографии; 6-границы Западно-Сибирского осадочного бассейна; 7- границы распространения песчаников ачимовской толщи; 8-крупные города)

Ямбургское поднятие осложнено крупной АКЗ, соответствующей области гипер-АВПД, но каким бы высоким не было пластовое давление в центральной части Ямбургской АКЗ, оно не может превышать литостатическое. Мы предполагаем значение $K_a=2,3$. Скважины 182, 180 Ямбургской площади вскрыли

пласт Ю₂, имеющий хорошие коллекторские свойства. При испытании пласта получен приток газоконденсатной смеси дебитом более 180 тыс. м³/сут, в том числе конденсата более 50 м³/сут. Пластовое давление, достоверно определенное при испытаниях скважины 182, составило 81,4 МПа (Ka=2,0).

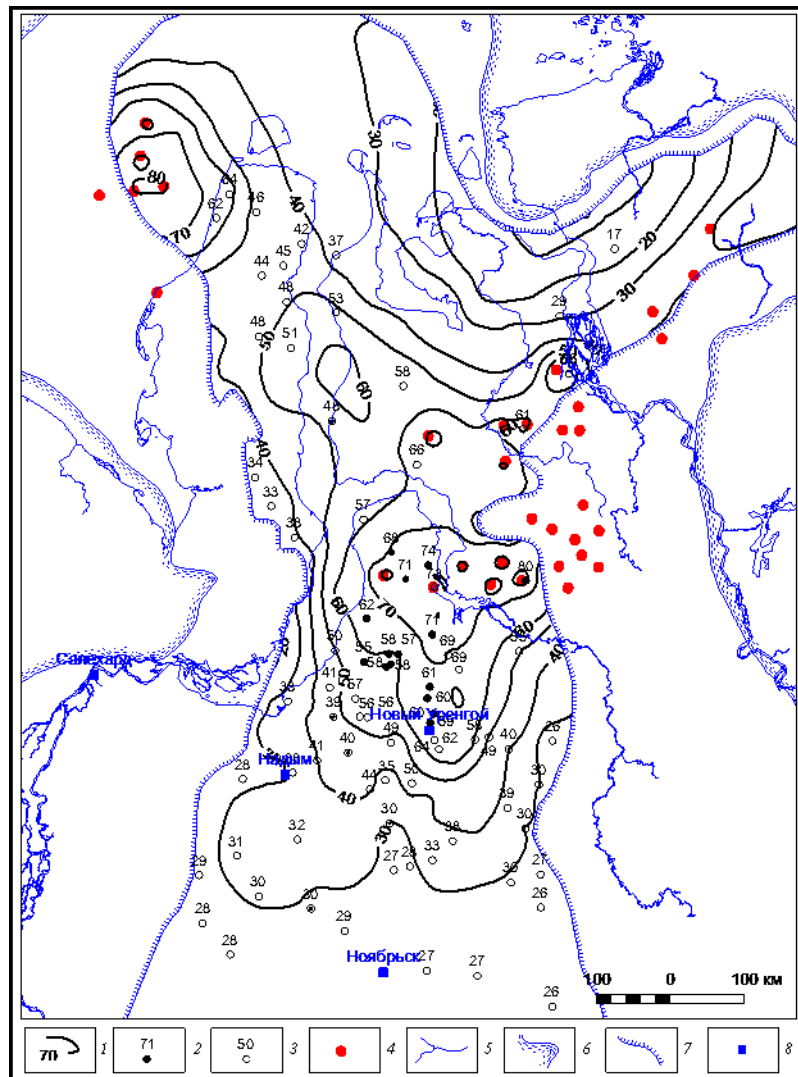


Рисунок 3.30 - Карта пластового давления в нижней части отложений ачимовской толщи (1-изолинии значений пластового давления; 2-скважины, пластовое давление рассчитано по показаниям манометра; 3-скважины, пластовое давление рассчитано по ГИС; 4-АКЗ в некомоком интервале разреза; 5-элементы гидрографии; 6-границы Западно-Сибирского осадочного бассейна; 7- границы распространения песчаников ачимовской толщи; 8-крупные города)

Серией глубоких скважин Песцового месторождения вскрыта крупная залежь «шнуркового» типа. Дебиты большинства скважин превышают 100 тыс.

м³/сут. Ка в пласте Ю₂ достигает 2,14 (скважина 221). Высокие значения коэффициента аномальности характерны для Заполярного поднятия. Например, скважина 112 дала приток газоконденсата дебитом 23 тыс.м³/сут, Ка=1,91. Повышенные относительно соседних значения Ка характерны и для других крупных межрифтовых поднятий: Харвутинский вал (1,82-1,86), Песцовый вал (2,1), осложнённые АКЗ Ямбургский мегавал (2,0), Юрхаровское поднятие (2,1), Оликуминское поднятие (1,9). Повышенными прогнозными значениями охарактеризованы структуры, на которых бурение было менее успешным и пластовые давления в результате испытаний не восстановились: Падинская (1,7), Северо-Юбилейная (1,7), Табьяхо-Таркинская (1,7), Ямсовейский мегавал (1,64).

По концентрации крупных АКЗ выделяется Большехетская впадина и прилегающие районы. При вскрытии скважиной 2099 Хальмерпаютинской площади юрских отложений буровой раствор пришлось утяжелить до 2,21. Пластовое давление в скважине 2011 Пякяхинской по результатам испытания соответствует Ка 2,12 в верхнем пласте ачимовской толщи и до 2,2 в отложениях тюменской свиты. В пределах Большехетской впадины коэффициенту аномальности пластового давления в кровле среднеюрских отложений нами присвоены высокие значения (2,0). Центральным частям известных АКЗ нами были присвоены значения Ка=2,3, что примерно соответствует предельному давлению гидроразрыва, составляя около 0,9 от геостатического (литостатического) давления толщи терригенных осадочных пород, плотность которых для юрских отложений составляет около 2,6 г/см³.

В большинстве скважин Новопортовского месторождения зафиксированы значения пластового давления в среднеюрских отложениях близкие к гидростатическим. Вероятно, причина - в малой глубине залегания (в сводовой части поднятия она составляет менее 2 км). По данным замеров при испытаниях скважины 124, расположенной в сводовой части поднятия и давшей промышленные притоки газоконденсата из юрских отложений и доюрского основания, значения Ка пластового давления в среднеюрских и палеозойских пластах практически одинаковы и не превышают 1,12.

Бованенковское месторождение хорошо изучено бурением, здесь много качественных замеров пластового давления, в том числе в кровельной части среднеюрских отложений. Наиболее «аномальные» Бованенковские скважины 119 ($K_a=1,72$), 116, 97 ($K_a=1,61-1,66$), расположены в южной части свода поднятия. Северная, гипсометрически более погруженная часть свода поднятия, характеризуется более высоким пластовым давлением при меньших значениях K_a (скважина 134, $K_a=1,51$).

Харасавейское ГКМ, находящееся на западном побережье полуострова Ямал, известно как полигон для изучения аномально высоких пластовых давлений и температур [151]. Верхняя граница распространения зоны АВПД и K_a на Харасавейском месторождении значительно выше, чем на других месторождениях Западной Сибири. Бурение большинства разведочных скважин сопровождалось авариями, связанными с газопроявлениями. На глубине 2000 м пластовое давление в 1,8 раз выше гидростатического (к примеру, в залежах соседнего Бованенковского месторождения на глубине 2000 м пластовое давление гидростатическое). Выполненные при газогидродинамических испытаниях замеры пластового давления показали, что сверхгидростатическим давлением с большими коэффициентами аномальности обладает не только газ, но и пластовая вода. Кровельная часть среднеюрских отложений охарактеризована только одним кондиционным замером пластового давления (скважина 45, $K_a=2,0$).

Южная часть Карского моря в тектоническом отношении – глубокая впадина, заполненная, по сейсморазведочным данным, осадочными породами, слагающими толщу до 14 км. По количеству выявленных АКЗ есть все основания предполагать сходство флюидодинамического режима Южно-Карской и Большехетской впадин. Достоверно известно, что пластовые давления в пластах танопчинской свиты Ленинградской и Русановской структур начинают превышать гидростатические начиная с глубины 2 км. Несмотря на то, что они не обладают столь высокими коэффициентами аномальности, как залежи Харасавейского месторождения, залегающие на сходных глубинах (для глубины 2 км 1,2 и 1,8 соответственно),

аномальность давления флюидов в глубоких горизонтах на большей части Южно-Карской впадины, вероятно, близко к 2.

Глубина зоны АВПД на месторождениях Тамбейской группы так же велика, как на Утреннем месторождении Гыданского полуострова. Согласно актам испытания, значения коэффициента аномальности пластового давления в кровельной части среднеюрских отложений на Северо-Тамбейском месторождении составляет 1,7-1,8.

Неоком-юрские отложения в центральной части полуострова Гыдан не изучены бурением глубокими скважинами. Судя по многочисленным закартированным АКЗ (Сопочное, Огненное поднятия), этой части Западной Сибири соответствуют высокие значения K_a . Центральным частям выявленных АКЗ присвоены значения $K_a=2,3$ (предполагается пластовое давление, близкое к литостатическому).

В приуральской части бассейна, где толщина осадочного чехла сокращается до 2 км и далее до 0, пластовые давления не превышают гидростатических. Западнее Нерутинской впадины зоны развития коллекторов в среднеюрских отложениях всё более разрознены, но изолированные линзы проницаемых пород обладают АВПД.

В восточном направлении от центра бассейна пластовые давления сокращаются. В кровельной части отложений тюменской свиты Тэрельской, Верхнечасельской, Светлогорской площадей они достигают нормальных гидростатических давлений при мощности осадочного чехла более 2 км.

К южной границе Ямало-Ненецкого автономного округа и далее в Ханты-Мансийском автономном округе - Югре кровельная часть отложений тюменской свиты также обладает АВПД, но коэффициенты аномальности снижаются на юг до 1,2-1,3.

На рисунке 3.29 приведена карта значений K_a для нижней части ачимовской толщи на территории ЯНАО. Ачимовская толща неокома является объектом интенсивного изучения, поэтому мы имеем много информации для анализа и отбраковки. Песчаные пласты ачимовской толщи неокома крайне неоднородны,

имеют клиноформное строение. Достоверно известно, что аномальность пластового давления резко меняется как в разрезе, так и в плане. На качественном уровне они повторяют главные черты распределения давления в тюменской свите, а именно: высокие значения K_a пластового давления (1,7 – 1,8) в центральной, наиболее погруженной части бассейна. Наибольшими значениями отличаются Ямбургское и Северо-Самбургское месторождения. По результатам испытания скважины 1 Едэйской площади пластовое давление составило 72,3 МПа., $K_a=1,8$, в скважине 204 Ямбургской площади K_a в одном из пластов ачимовской толщи составил более 2.

Уренгойский вал покрыт достаточно частой сетью глубоких скважин, ачимовские пласты Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения вовлечены в промышленную разработку. Начальное пластовое давление разрабатываемых пластов $A_{ч3-4}$ и $A_{ч5}$ составляют в среднем 58 и 61 МПа соответственно. Данные разведочных скважин более разнородны. К югу значения K_a в нижней части ачимовской толщи снижаются до 1,2 в районе Вынгапуровского и Вэнгяхинского месторождений.

Северная часть бассейна охарактеризована наименьшим количеством скважин. Северная часть полуострова Гыдан разбурена лишь в восточной части (Ванкорское, Тагульское, Лодочное, Дерябинское, Пеляткинское, Сузунское и другие месторождения). Пластовые давления в нижней части неокомских отложений на этих месторождениях близки к гидростатическим. Тем не менее, наличие в интервале ачимовской толщи АКЗ заставляет предполагать высокие прогнозные значения K_a в центральной части полуострова Гыдан - 1,6-2,0. Основанием для этого можно считать достоверно определенное пластовое давление в скважине 2011 Пякяхинской площади. Скважина 2011 вскрыла амплитудную АКЗ. При испытании пласта ачимовской толщи был получен высокодебитный приток газоконденсата, записана КВД, K_a составил 2,12.

В западной части полуострова Гыдан и в восточной части полуострова Ямал пласты ачимовской толщи обладают низкими коллекторскими свойствами, изначально эти интервалы интерпретировались как неколлектор, но последние

результаты геологоразведочных работ опровергли это предположение. Открыты залежи газоконденсата в отложениях ачимовской толщи на месторождениях Тамбейской группы, вероятно наличие залежей углеводородов в аналогичных отложениях на Малыгинском месторождении. По геолого-геофизическим данным значения K_a пластового давления в нижней части ачимовской толщи месторождений Тамбейской группы оцениваются в 1,4-1,5.

На севере полуострова Гыдан, севернее Штормового месторождения, малая глубина залегания ачимовской толщи не позволяет рассчитывать на сохранение АВПД. Барические условия этой части бассейна неизвестны, так как она практически не изучена бурением.

Карта K_a флюидальных давлений в кровельной части ачимовской толщи с некоторым снижением значений (примерно на 0,2-0,25), на качественном уровне повторяет главные черты распределения этого параметра в нижележащих отложениях, а именно: высокие значения K_a пластового давления в наиболее погруженных частях бассейна (Надым-Тазовская синеклиза Большехетская впадина), гидростатические значения пластового давления в периферийных, западной и восточной частях бассейна, а также в центральной части бассейна (Хантейская антеклиза).

3.3.3 Верхняя зона АВПД

По верхней зоне АВПД, связанной в ЗС с надсеноманскими породами, установлен тренд повышения поровых давлений над пластовыми сводовыми залежами газа, обладающими гидростатическим пластовым давлением. Наличие АВПД в глинистых покрышках над пластами с гидростатическим давлением создает определенные трудности в бурении скважин за счет повышенного кавернообразования и вываливания глин. Туронские глины, являющиеся региональным флюидоупором, перекрывающим сеноманский газоносный комплекс, всегда характеризуются высокими поровыми давлениями. Пластовые же давления в песчаниках сеномана либо гидростатические, либо избыточные (за счет большой высоты газовых залежей, т.к. пластовое давление в залежи соответствует давлению на ГВК). По данным А.И. Гальченко, наличие высоких поровых

давлений в туронских глинах подтверждается прямыми замерами эффективных давлений на кернях глин [37].

На Ямальском полуострове (расчеты K_a по скважинам Малыгинской, Бованенковской, Тояхской, Южно и Северо-Тамбейской, Северо-Сеяхской и др.). нижнеальбские глинистые отложения (ханты-мансийская свита) характеризуются повышением K_a до 1,4. При этом пластовые замеренные давления не увеличиваются ($K_a = 1,0-1,23$). То же можно сказать о поровых давлениях в глинах над пластами серии БЯ. На Бованенковской площади высокими значениями отличаются лишь значения K_a по всему разрезу в скважины 110, хотя скважина находится по всем пластам, кроме X_{M2} и $ТП_{1-3}$, за контуром газоносности. Нельзя исключить попадание этой скважины в газовую трубу, однако, качество имеющихся сейсморазведочных данных МОГТ 3D не позволяет достоверно определить это.

Вышесказанное характерно для залежей как в апт-альбской, так и в сеноманской и сенонской частях разреза и иллюстрируется данными по Медвежьему и сопредельным месторождениям на ЛУ ООО «Газпром добыча Надым» (рисунок 3.29). Так, в глинах над сеноманской и сенонской газовыми залежами Медвежьего месторождения, в глинах кузнецовской свиты и верхнеберезовской подсвиты, соответственно, АВПоД значительно выше, чем по скважинам на сопредельных площадях, в которых газоносности сеноманских и сенонских отложениях не установлено.

На рисунке 3.29 хорошо видно, что значения K_a в глинах верхнеберезовской подсвиты выше, чем за контуром газоносности. В северной части Медвежьего ЛУ на Ныдинской площади степень газонасыщенности сенона значительно ниже, чем на остальной части месторождения (это видно по амплитудам отраженных волн и подтверждено низкодебитной скважиной 2С, пробуренной в северной части месторождения).

Значения K_a в кузнецовской свите в контуре газоносности сеномана несколько повышены (до 2,0 в контуре против 1,56 за контуром), они также снижаются в северном направлении, к Ныдинской площади, где повышена

тектоническая дислоцированность. На Восточно-Медвежьем месторождении значения Ка повышены в сводовой скважине 86. Хотя притока газа из сеноманских или сенонских отложений в этой скважине не получено, по данным ГИС они, вероятно, газоносны. По другим скважинам, где газоносности верхнемеловых отложений не установлено и не предполагается, значения Ка значительно ниже.

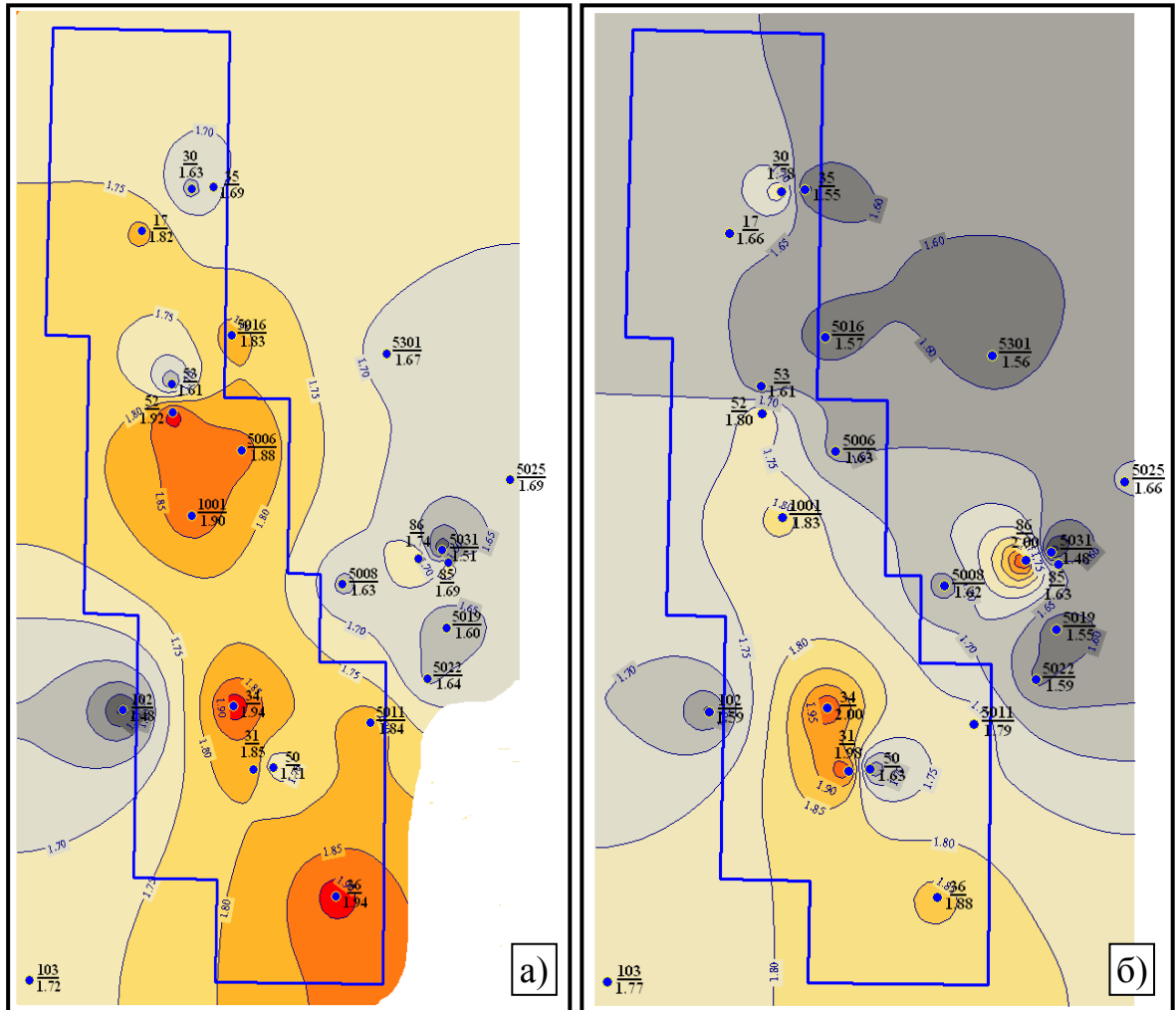


Рисунок 3.29 - Поровые давления в подошве нижней подсвиты березовской свиты (а) и в кузнецовской свите (б), синяя линия – контур Медвежьего ЛУ (по данным Г.В. Магденко, А.С. Пережогина)

Наличие масштабной газоносности не только в верхнемеловых [2] и палеогеновых отложениях, но и в четвертичных отложениях севера ЗС (что зафиксировано не только на п-ове Ямал, но и в Надым-Пурской нефтегазоносной области) дает основание предполагать наличие аномально высоких флюидальных

давлений и в молодых отложениях, что требует их детального изучения с целью обеспечения газобезопасности.

3.3.4 Аномально высокие флюидальные давления за пределами северной зоны АВПД

На территории ХМАО-Югры в отдельных скважинах, где выполнено многоволновое ВСП, по данным А.А. Нежданова, установлено повышение поровых давлений как в баженовской свите, так и в сенонских отложениях (например, Южно-Киняминское месторождение). Если исходить из газонапорной модели формирования аномально высоких флюидальных давлений, то следует полагать, что процессы нефтенакпления протекали так же, как и процессы газонакпления – путем внедрения флюидов в пласты под сверхвысоким давлением, однако произошло это значительно раньше, поскольку в песчаных пластах нефтеносных частей бассейна (ХМАО-Югра) АВПД преимущественно отсутствует, как и газовые залежи.

В баженовской свите АВПД с K_a до 1,7 было установлено на Салымском месторождении, где из баженовской свиты были получены высокодебитные фонтанные притоки нефти. Наибольшие значения K_a пластового давления в отложениях баженовской свиты характерны для Шапшинской группы месторождений. Так, по данным геологической службы местного нефтяного промысла (В.А. Пономаренко, 2016 г.), уже при вскрытии отложений ачимовской толщи плотность бурового раствора приходится утяжелять до 1,6-1,8, а отложений баженовской свиты до - 1,98. На других месторождениях с установленной нефтеносностью баженовской свиты K_a ниже - 1,1-1,5 [16, 148, 149, 150]. А.И. Гальченко [205] запад Среднеобской нефтегазоносной области, Красноленинский нефтегазоносный район с продуктивностью баженовской свиты выделены в самостоятельную зону распространения АВПД. Однако повышенные поровые давления в баженовской свите и прилегающих отложениях, превышающие гидростатическое давление в 1,2-1,4 раза, установлены (расчет K_a по данным ГИС) во многих районах ЗС. Например, по данным некоторых

исследователей в Томской области есть зона повышения K_a в подбаженовских отложениях, приуроченная к Колтогорскому рифту [68].

Также установлены высокие K_a порового давления по всему разрезу в одной из скважин в Уватском районе, расположенной в АКЗ (по данным А.А. Нежданова). В целом следует отметить, что повышенные поровые давления распространены в южной половине ЗС довольно широко, но аномально высокие встречаются редко – главным образом они связаны с нефтеносной баженовской свитой. АВПД достоверно не установлены, повышенные пластовые давления (с K_a до 1,25-1,30) спорадически встречены в литологических нефтяных залежах (по данным А.А. Нежданова).

В нижней части разреза (нижняя-средняя юра, триас, палеозой) АВПД на территории ХМАО-Югры, как отмечено выше (раздел 3.3.1) зафиксировано на Северо-Варьеганском месторождении, в палеозойских нефтяных и газоконденсатных залежах. Однако, это южная часть северной зоны АВПД. Вне ее АВПД (АВПоД) фиксируется по данным сейсмокаротажа в скважинах, вскрывающих триас и палеозой (Лянторская, Тундринская, Восточно-Сургутская, Омбинская и др.). Аналогичное явление зафиксировано, кроме Северо-Варьеганского месторождения, и на других месторождениях в южной части Уренгойско-Колтогорского рифта. Значения K_a , рассчитанные через интервальные скорости по уравнению Итона, составляют 1,3-1,6.

В то же время на отдельных месторождениях в нижней части разреза, в линзовидных резервуарах зафиксировано аномально низкое или пониженное пластовое давление. Так, на Талинском нефтяном месторождении пластовые давления в пластах Ю₁₀-Ю₁₁ нижней юры, залегающих в основании осадочного чехла, на продуктивной коре выветривания триасовых эффузивно-осадочных пород, составляют не более 0,85-0,90 гидростатического давления. В надсеноманских отложениях на этом месторождении были установлены повышенные и аномально высокие поровые давления, что вызывало осложнения при эксплуатационном разбуривании месторождения (по данным А.А. Нежданова).

Еще одной характерной чертой Талинского месторождения, приуроченного к Талинско-Мутомской системе рифтов, являются активные неотектонические движения. Представляется, что именно с ними связано АВПД в верхней части разреза; пониженные же давления в контактной зоне «чехол - фундамент» также связаны с неотектоническим воздыманием, которое привело к необратимым деформациям в уже потерявших упругость доюрских образованиях с некоторым увеличением объема резервуаров вследствие воздымания.

Также следует заметить, что пластовые и поровые давления в южной половине ЗС изучены слабо, т.к. степень их аномальности не высока и не оказывает существенного влияния на нефтегазоносность. Научные же исследования с целью изучения связи флюидальных давлений с формированием залежей УВ не проводятся, хотя это очень важно для развития теории и практики нефтегазовой геологии.

4. СВЯЗЬ ФЛЮИДОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ С НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬЮ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

4.1 Связь газоносности и аномально высоких флюидалных давлений с тектоническим строением Западной Сибири

Еще с первых этапов изучения нефтегазоносности ЗС стало очевидным разделение этого бассейна на две части - северную, преимущественно газоносную, и южную (Широтное Приобье) нефтеносную [82, 146, 147]. Также ещё в 1969 году были изучены основные различия в тектоническом развитии этих территорий [147]. Однако лишь немногими учеными они рассматривались в качестве факторов, определяющих разделение бассейна по фазовому состоянию залежей УВ (среди них - М.Я Рудкевич, В.Д. Наливкин, Г.П. Сверчков, К.А. Черников, Г.П. Евсеев, И.Л. Кузин, Н.М. Кругликов, А.Л. Наумов и др. [82, 107, 141]), господствовали же идеи, основанные на осадочно-миграционной гипотезе нефтегазообразования, приводимой в соответствие с фактическими материалами геологического изучения ЗС.

Так, М.Я. Рудкевич, одним из первых обративший внимание на связь фазовой дифференциации УВ с тектоническим строением бассейна, писал [145], что нефтегазоносность Западно-Сибирского бассейна характеризуется распределением залежей УВ по фазовому состоянию в соответствии с генетической моделью Н.Б.Вассоевича, хотя и имеет отклонения от этой схемы. Во-первых, в ЗС обособляется «верхняя главная зона газообразования», во-вторых, на больших глубинах «не встречены значительные скопления газа в главной зоне его генерации» [145] и, в третьих, в интервале главной зоны нефтеобразования (ГЗН) распространены как нефтяные (на юге), так и газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи (на севере).

Это высказывание довольно парадоксально, т.к. «верхней главной зоны газообразования» до открытия газоносности сеномана в ЗС не выделялось вообще, отсутствие крупных газовых (газоконденсатных) скоплений к 1988 г. (когда вышла в свет книга М.Я. Рудкевича с соавторами), было опровергнуто открытием (еще в

1970-х гг.) значительных по запасам (сейчас известно, что они гигантские) газоконденсатных и нефтяных залежей в ачимовской толще и тюменской свите Уренгойского, Самбургского и др. месторождений, газоконденсатных юрских залежей на месторождениях п-ова Ямал, ну и, наконец, наличие газоконденсатных скоплений в ГЗН никак не согласуется с понятием о «главной зоне нефтенакпления». Гораздо логичнее было бы написать, что распределение залежей УВ в ЗС по фазовому состоянию противоречит понятию о ГЗН и наблюдаемое в северной части ЗС наличие газоносности, накладывающейся на нефтеносность с образованием газоконденсатных залежей, имеет явную эндогенную составляющую.

Тем не менее, М.Я. Рудкевичем было отмечено, что территория Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна (ЗС НГБ) по особенностям геологического строения, тектонического развития и фазовому состоянию залежей УВ делится на два суббассейна - южный, нефтеносный (по М.Я. Рудкевичу – «нефтегазонасный») и северный, газонефтеносный. Справедливо, с точки зрения автора диссертации, высказывание М.Я. Рудкевича и др. [145] о том, что «повышенная газонасыщенность всей флюидалной системы газонефтеносного суббассейна находится в связи с постоянным поступлением глубинного газа в более верхние горизонты чехла».

В качестве одного из ведущих факторов интенсивного газонакопления авторы [145] выделяют неотектоническую активизацию, которая сформировала и увеличила объем структурных ловушек и способствовала преобразованию нефтяных залежей в нефтегазоконденсатные в неокомских и юрских отложениях. Хотя авторы не рассматривают механизм этого процесса, но можно понять, что выделение газа в свободную фазу они связывают с воздыманием территории северного суббассейна и соответствующим ему снижением пластового давления. Такая точка зрения в той или иной степени поддерживается многими исследователями геологии и нефтегазонасности ЗС [82], хотя размещение продуктивности и аномально высоких флюидалных давлений (они взаимосвязаны

и приурочены к наиболее глубоко погруженным тектоническим элементам) противоречат такому предположению, что также давно аргументировано [109].

На рисунках 4.1-4.3 приведены структурные карты по ОГ Г (сеноман), Б (кровля юры) и карта изопахит между этими горизонтами. Они в целом конформны: наиболее прогнутые зоны бассейна расположены в его северной части, это Надым-Тазовская, Ямало-Гыданская, Южно-Карская синеклизы. К окраинам бассейна глубина ОГ Г и ОГ Б уменьшается. Легко заметить резкую изменчивость контрастности (амплитуды) локальных элементов по территории бассейна. Контрастность и амплитуда локальных тектонических элементов связана с их формой: более амплитудные поднятия и прогибы имеют линейно вытянутые очертания, брахискладки характеризуются значительно меньшей амплитудой.

Сопоставив современные структурные планы этих поверхностей с контурами месторождений УВ, отчетливо можно увидеть связь различий в преобладающем фазовом составе углеводородов (УВ): нефтяные и газонефтяные месторождения, распространенные в Широтном Приобье, в бассейнах рек Демьянка, Васюган, связаны, как правило, с группами брахиструктур (например, Самотлорское месторождение связано с Самотлорским, Мартовским, Белозерным, Мыхпайским, Малосамотлорским, Пауйским локальными поднятиями, Фёдоровское – с Фёдоровским, Северо-Фёдоровским, Северо-Сургутским, Моховым, Восточно-Моховым поднятиями, Мамонтовское – с Мамонтовским, Очимкинским, Каркатеевским поднятиями, Усть-Балыкское – с Усть-Балыкским и Солкинским поднятиями, Красноленинская группа месторождений – с Каменной, Пальяновской и Ем-Еговской вершинами Красноленинского свода). Газовые, газоконденсатные и нефтегазовые и нефтегазоконденсатные месторождения северных и арктических районов ЗС связаны с высокоамплитудными линейными вытянутыми складками (например, Уренгойский, Медвежий, Ямбургский, Нурминский, Мессояхский, Еты-Пурский, Вынгапурский, Варьеганский валы).

Указанная особенность нефтегазоносности ЗС стала проявляться по мере открытия и оконтуривания месторождений УВ ЗС и в 70-80-х гг. прошлого века была отмечена исследователями.

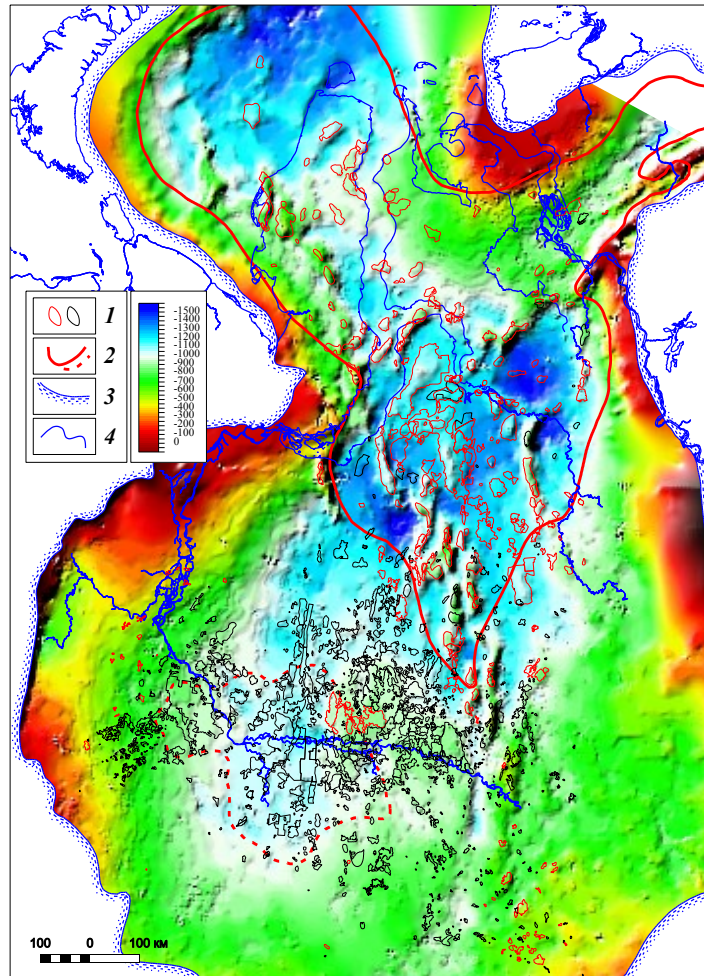


Рисунок 4.1 – Структурная карта по ОГ Г (цифрами на карте обозначены: 1-преимущественно газосодержащие (красные) и нефтесодержащие (черные) месторождения УВ; 2-граница распространения АВПД в юрских отложениях, южная зона – по А.И. Гальченко [227]; 3-граница Западно-Сибирского осадочного бассейна; 4-элементы гидрографии)

Форма локальных тектонических элементов поверхности юрских отложений в конце сеномана значительно отличалась от современной (рисунок 4.3). На ней отсутствует различие в контрастности тектонических элементов газо- и нефтеносных земель. Очевидно, что различия в контрастности современного тектонического плана ЗС сформировались в постсеноманское время. В частности, в постсеноманское время образовалась и меридиональная зона линейно вытянутых амплитудных складок, с которыми связаны уникальные по запасам газа месторождения.

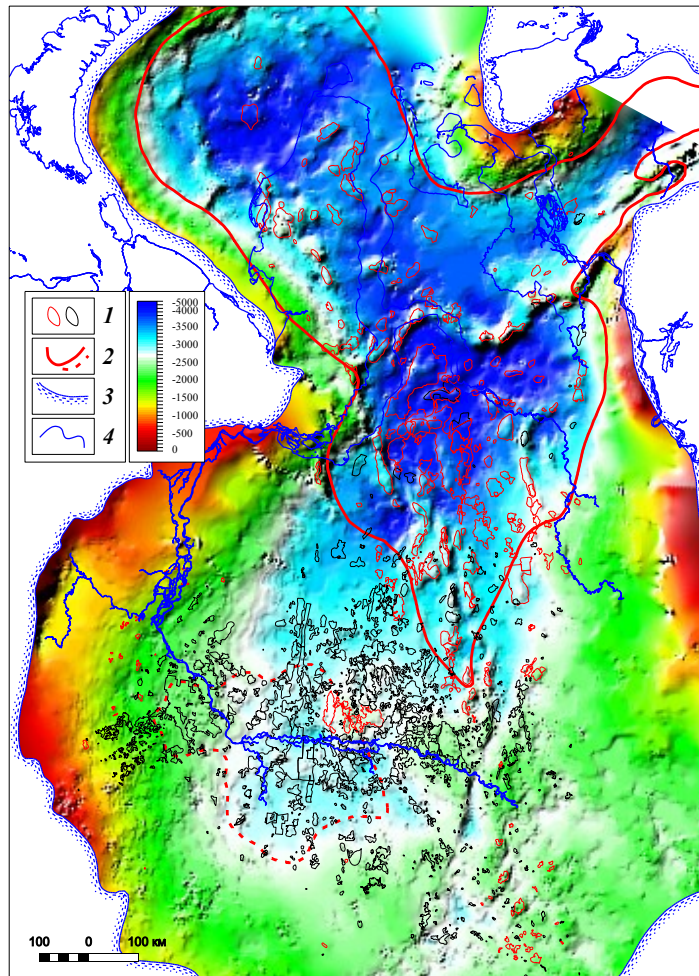


Рисунок 4.2 – Структурная карта по ОГ Б (цифрами на карте обозначены: 1-преимущественно газосодержащие (красные) и нефтесодержащие (черные) месторождения УВ; 2-граница распространения АВПД в юрских отложениях, южная зона – по А.И. Гальченко [227]; 3-граница Западно-Сибирского осадочного бассейна; 4-элементы гидрографии)

Отсутствие неогеновых (в результате размыва), а кое-где и палеогеновых и части верхнемеловых осадков в северных районах и в некоторых районах Широтного Приобья (как раз вдоль зоны линейных складок), говорит о неогеновом или еще более молодом – четвертичном времени складкообразования. По данным М.Я. Рудкевича [146], начиная с олигоцена северные и арктические районы ЗС испытывали восходящие тектонические движения. Воздымание было характерно для северной части ЗС на протяжении всего неогена, а также проявилось оно и в четвертичном периоде.

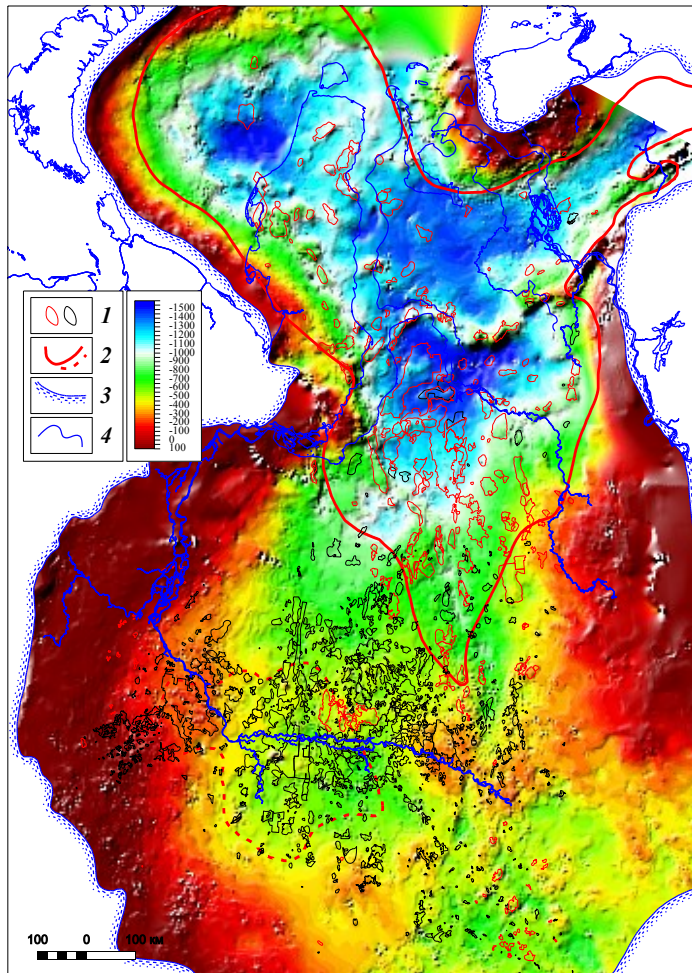


Рисунок 4.3 – Карта изопакит между ОГ Г и ОГ Б (цифрами на карте обозначены: 1-преимущественно газосодержащие (красные) и нефтесодержащие (черные) месторождения УВ; 2-граница распространения АВПД в юрских отложениях, южная зона – по А.И. Гальченко [227]; 3-граница Западно-Сибирского осадочного бассейна; 4-элементы гидрографии)

Рассмотрим некоторые примеры морфологии поднятий, к которым приурочены крупные по запасам сводовые газовые залежи.

Одно из крупнейших в мире по запасам газа Уренгойское месторождение приурочено к Уренгойскому валу – вытянутой положительной структуре с амплитудой по кровле сеномана около 200 м. Анализируя карту изопакит между структурными картами по ОГ Г и Б (рисунки 4.3, 4.4), легко убедиться, что в начале туронского века на месте современного Уренгойского вала был прогиб (за исключением южного купола, где находится погребенное поднятие более древнего заложения). Прилегающие к Уренгойскому валу с севера Еньяхинское и Песцовое

поднятия, объединяемые с ним единой сеноманской газовой залежью, имеют более древнее заложение, но их амплитуды резко увеличились на неотектоническом этапе.

Уникальное по запасам газа Ямбургское месторождение приурочено к одноименному валу. Высота поднятия по ОГ Г около 150 м. Ямбургское поднятие – древнее, в конце сеномана по кровле юрских отложений на его месте было замкнутое поднятие амплитудой около 300 метров. Харвутинское поднятие, объединяемое с Ямбургским массивной сеноманской газовой залежью, в конце сеномана не представляло замкнутого элемента.

Уникальная по запасам сеноманская газовая залежь приурочена к Медвежьему валу. Согласно карте изопахит между ОГ Г и ОГ Б, в конце сеномана контуры этой структуры значительно отличались от современных, современное Ныдинское поднятие (северная часть вала) ещё не сформировалась, а в южной части вала существовало замкнутое поднятие древнего заложения с амплитудой около 50 м. Современная же амплитуда Медвежьего вала по ОГ Г составляет около 150 м.

Заполярное месторождение приурочено к одноименному поднятию, которое имеет изометричную форму и древнее заложение, в конце сеноманского времени по кровле юрских отложений оно имело амплитуду около 100 м. Современная же амплитуда поднятия по ОГ Г составляет около 200 м.

Уникальное по запасам газа Южно-Русское месторождение приурочено к поднятию, осложняющему Русско-Часельский вал. Для Южно-Русского поднятия характерна амплитуда по ОГ Г около 100 м, для Русско-Часельского вала – более 300 м. В конце сеномана этому современному высокоамплитудному поднятию соответствовала серия структурных носов на поверхности юрских отложений амплитудой около 100 м.

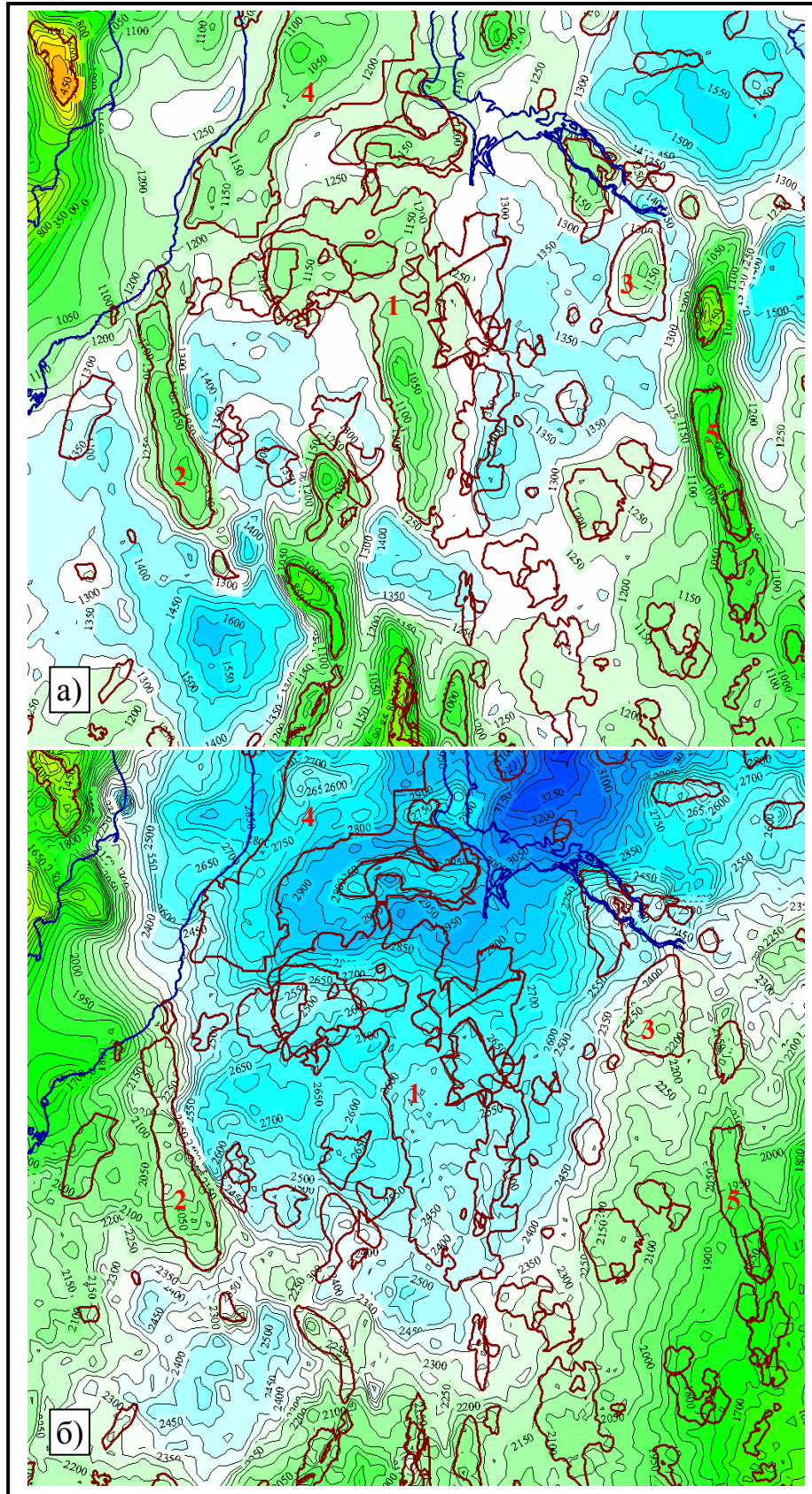


Рисунок 4.4 – Фрагменты карт изогипс ОГ Г (а), изопахит между ОГ Г и ОГ Б (б), коричневые линии – современные контуры месторождений УВ: 1- Уренгойского, 2-Медвежьего, 3-Заполярного, 4-Ямбургского, 5-Южно-Русского

Цепочка уникальных и крупных по запасам газа и конденсата месторождений приурочена к Нурминскому валу, пересекающему южную часть полуострова Ямал с северо-запада на юго-восток. Поднятия Нурминского вала (Харасавэйское, Бованенковское, Нейтинское, Арктическое, Нурминское – древнего, дотуронского заложения, о чем свидетельствует и карта изопахит между ОГ Б и ОГ Г. Однако их конфигурация в постсеноманское время претерпела значительные изменения, а амплитуда увеличилась более чем в 2 раза. В куполе Бованенковского поднятия под четвертичными отложениями залегают меловые, палеогеновые и часть верхнемеловых отложений здесь размыта.

Большие изменения в постсеноманское время претерпело и Новопортовское поднятие, сформированное на древнем выступе палеозойского фундамента. Среди углеводородов Новопортовского месторождения преобладает нефть. Однако по мнению некоторых исследователей, запасы газа Новопортовского месторождения, (включая прилегающую Восточно-Блоковую зону, расположенную на крыле Новопортовского поднятия) приуроченные к палеозойским образованиям, значительно недооценены [116].

Тамбейская группа уникальных и крупных по запасам газа месторождений приурочена к малоамплитудным (амплитуда по ОГ Г и по ОГ Б составляет менее 50 м) поднятиям постсеноманского заложения. Многочисленные (более 40) залежи газа и газоконденсата в сеноманском, альбском и неокомском интервалах разреза этих поднятий слабо контролируется современным структурным планом. Вероятно, сложное строение залежей месторождений Тамбейской группы следует объяснять тем, что они находятся в стадии активного формирования, то есть, в настоящее время не являются гидродинамически едиными объектами, насыщены газом неравномерно [87]. Похожие процессы, вероятно, определяют и строение газовых и газоконденсатных залежей Гыданского полуострова, большинство из которых приурочены к поднятиям постсеноманского заложения и имеют сложное строение.

Крупные по запасам газа Ленинградское и Русановское месторождения приурочены к Ленинградско-Русановскому валу Южно-Карской синеклизы.

Изопахиты ОГ Г - ОГ Б подсказывают, что современные Ленинградское и Русановское поднятия сформировались в постсеноманское время.

Газовые месторождения Усть-Енисейской НГО (Байкаловское, Нанадянское, Пеляткинское, Балахнинское и другие) приурочены к поднятиям Енисей-Хатангского прогиба, которые так же отсутствовали в конце сеноманского времени в виде отдельных структур. Мессояхский вал – региональная структура древнего, дотуронского заложения, о чем свидетельствует и карта изопахит между ОГ Б и ОГ Г и размыв верхней части юрских отложений в его сводовой части; он осложнен несколькими газоносными поднятиями (Мессояхское, Западно- и Восточно-Мессояхское, Южно-Соленинское, Зимнее и другие).

Цепочка газоконденсатно-нефтяных месторождений, содержащих крупные по запасам газа залежи, приурочены к субмеридионально вытянутым складкам (Юбилейное, Ямсовейское, Губкинское, Западно-Таркосалинское, Тарасовское, Вынгаяхинское, Вынгапуровское, Еты-Пуровское, Северо-Варьеганское, Варьеганское, Ван-Еганское и другие), которые в конце сеномана отсутствовали в виде замкнутых поднятий. Они приурочены к бортам Уренгойско-Колтогорского рифта. С юга эту цепочку структур продолжает Самотлорское поднятие, с которым связано уникальное по запасам нефти месторождение, крупнейшее в России. Несмотря на то, что основная доля углеводородов Самотлорского месторождения принадлежит нефти, оно содержит газовую шапку, извлекаемые запасы свободного газа - около 178 млрд.м³ (как крупное газовое месторождение).

Газоносными структурами Широкого Приобья являются Лянторский вал и Федоровская вершина. Согласно данным о мощности среднеолигоценых отложений (новомихайловская свита и её аналоги [146]), Лянторский, Айпимский валы, Русскинский, Айкаеганский купола испытали воздымание в неоген-четвертичное время, как и газоносные структуры северной части бассейна. Сходство с другими газоносными структурами проявляется и в морфологии: Лянторский и Айпимский валы являются линейными складками повышенной амплитуды (около 100 м по ОГ Г, ОГ Б).

В отличие от газоносных поднятий Широкого Приобья, близлежащие структуры, с которыми связаны уникальные по запасам нефти Приобское, Красноленинское, Мамонтовское, Приразломное и др. месторождения, имеют меньшую среднюю амплитуду (менее 100 м по ОГ Г, по ОГ Б) и изометричную форму. Помимо шапок свободного газа, для нефтей в неокомских отложениях этих структур характерен высокий газовый фактор (в среднем $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ в пластах БВ₁₀ на Самотлорском месторождении по сравнению с $39 \text{ м}^3/\text{м}^3$ в пласте БС₈ Мамонтовского месторождения, характеризующемся близкими термобарическими условиями). Ряд газовых месторождений, продолжающий следящуюся с севера зону линейных складок, тянется к юго-западу от Самотлорского месторождения в сторону Васюганского Приобья: Мыльджинское, Лугинецкое, Казанское и другие. Они так же, как и другие газоносные структуры ЗС, имеют высокую амплитуду по ОГ Г (более 100 м), неотектоническое заложение и связаны с субмеридионально вытянутыми тектоническими элементами (Колтогорский прогиб).

Оценить величину неотектонического, постсеноманского воздымания территории возможно и без анализа отдельных структур, математическими методами. Один из удачных методов оценки этого параметра – развиваемый А.Л. Наумовым корреляционный анализ мощностей [108, 110]. Суть метода показана на рисунках 4.5, 4.6.

Величину неотектонических, постсеноманских изменений в амплитуде тектонических элементов отражает дисперсия фактических значений абсолютной отметки подошвы туронских отложений (ОГ Г) в скважинах от расчетных значений, полученных линейной трансформацией значений абсолютной отметки кровли юрских отложений (ОГ Б). Карта дисперсии показана на рисунке 4.7. На ней отрицательным значениям соответствуют зоны концентрации описанных выше структур, испытавших повышенное постсеноманское воздымание.

Представленный формализованный метод оценки величины постсеноманских тектонических движений позволяет исключить возможный субъективизм при определении генезиса отдельных структур и, что более важно, показывает неявно выраженные и слабоизученные районы «молодого»

складкообразования, например, Большехетскую впадину, Мужинский Урал, Енисей-Хатангский прогиб, Ярудейский вал, и зоны пониженной неотектонической активности (бассейн реки Надым, южная часть Танловской впадины, обширная зона к югу от Русско-Часельского вала).

Изолированная цепочка газовых месторождений тянется вдоль склонов северного Урала (район посёлка Березово). К югу она сменяется нефтяными месторождениями (район посёлка Шаим).

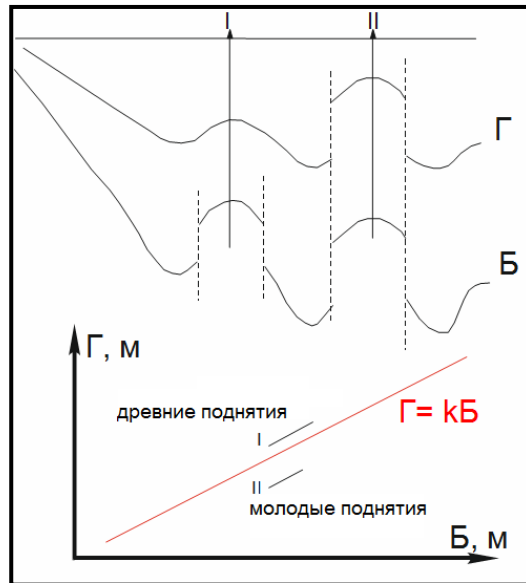


Рисунок 4.5 – Схема оценки величины тектонических перестроек ЗС (по А.Л.Наумову [110])

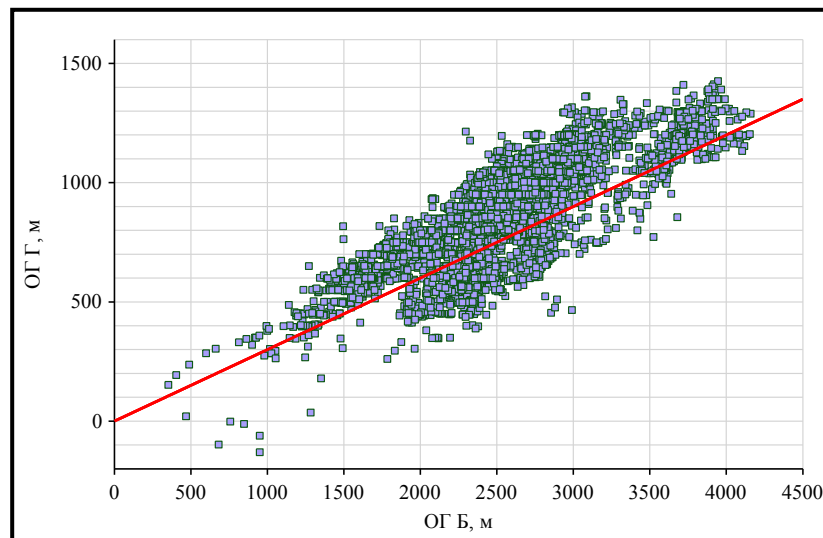


Рисунок 4.6 – График зависимости значений абсолютной отметки ОГ Б от значений абсолютной отметки ОГ Г в точках скважин для всей территории ЗС

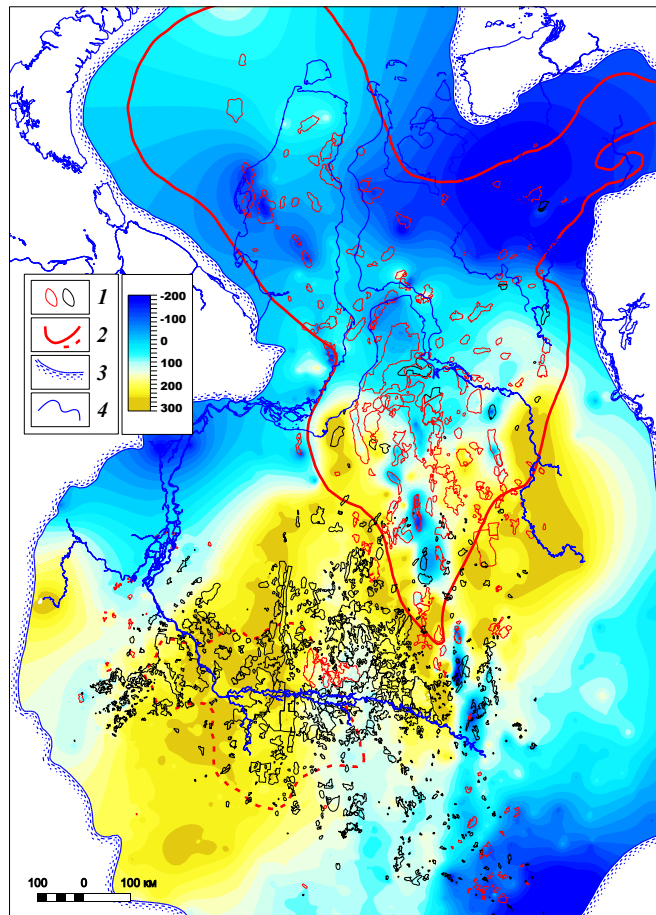


Рисунок 4.7 – Карта отклонений расчетных значений ОГ Г от фактических (цифрами на карте обозначены: 1-преимущественно газосодержащие (красные) и нефтесодержащие (черные) месторождения УВ; 2-граница распространения АВПД в юрских отложениях, южная зона – по А.И. Гальченко [227]; 3-граница Западно-Сибирского осадочного бассейна; 4-элементы гидрографии)

На карте дисперсии видно, что территории Берёзовского газоносного и Шаимского нефтеносного районов различаются по истории тектонического развития: Берёзовский район испытал гораздо большее постсеноманское воздымание, чем Шаимский. Зона высокоамплитудных субмеридиональных линейных складок резко выражается элементом, секущим весь Западно-Сибирский осадочный бассейн и продлевающимся за его пределы.

Описанное территориальное совпадение зон образования линейных складок с повышенной амплитудой, преимущественного газонасыщения и АВПД, по

нашему мнению, является аргументом в пользу генетической связи тектонической активности, вертикальной миграции газа и АВПД. По мнению автора диссертации, миграция газов УВ состава происходила на преимущественно газоносных землях ЗС в неогене, одновременно с образованием вытянутых амплитудных складок, и была обусловлена раскрытием трещинной ёмкости нижних слоёв осадочного чехла вследствие тектонических движений. С этих позиций, заслуживает внимание и гипотеза некоторых исследователей о том, что восходящие тектонические движения были порождены именно потоками глубинных газов УВ состава [136]. Согласно расчетам различных авторов, АВПД в условиях терригенного разреза не могут существовать более 20 млн. лет [54, 91]. Если эта цифра соответствует действительности, то, вероятно, процессы миграции глубинных УВ газов на преимущественно газоносных землях ЗС, начавшиеся в неогене, не прекращались и в антропогене. По мнению некоторых исследователей, не прекращаются они и по сей день [115]. В пользу связи явлений складкообразования, АВПД и преимущественной газоносности посредством миграции УВ газов из глубоких горизонтов бассейна говорит и характер распространения в ЗС аномалий сейсмической записи типа «газовая труба» (глава 2), которые характерны только для газоносных земель.

Несмотря на то, что на большей части территории ЗС газовые месторождения подстилаются зоной АВПД, из этого правила есть и исключения. Так, нет АВПД в газоносных областях с глубиной поверхности юры менее 2300 м. Вероятно, это следует объяснять неблагоприятными для сохранения АВПД условиями разреза: малой глубиной залегания и, как следствие, малой степенью уплотнения, большой гидродинамической связанностью юрских отложений. Не относится к газоносным землям Салымское нефтяное месторождение и группа Шапшинских нефтяных месторождений, в пределах которых получили распространение АВПД.

Вопрос генезиса АВПД в недрах Салымского нефтяного месторождения рассматривался многими исследователями. Поскольку, судя по данным испытаний, АВПД характерно лишь для нефтяных залежей в битуминозных отложениях баженовской свиты, распространение получило мнение, что АВПД связано с

повышенной активностью генерации нефти в этих отложениях. Однако, есть некоторые данные, которые могут свидетельствовать о том, что и в баженовской свите на Салымском месторождении АВПД образовалось вследствие миграции газа из нижележащих отложений [96]. Во-первых, обращает на себя внимание большой газовый фактор баженовской нефти Салымского месторождения (в среднем около $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, по данным испытаний [130]). Во-вторых, данные ГИС и ВСП глубоких скважин района Салымского месторождения показывают характерные признаки АВПД, АВПоД в средне- и нижнеюрских отложениях. Так, данные по разрезам скважин 100 Тундринской площади, 79 Лянторской площади, 49 Салымской площади показывают отклонение значений скоростей упругих колебаний и проводимости глин от трендов нормального уплотнения (рисунок 4.8). Возможно, АВПД в юрских отложениях в этих скважинах не было установлено по техническим причинам (некачественное бурение и испытание, либо отсутствие испытаний). Возможен так же вариант повышенной гидродинамической связанности среднеюрских отложений, которая не способствует сохранению АВПД. На соседствующих с Салымским месторождениях Шапшинской группы, по данным местной геологической службы (В.А. Пономаренко, 2016 г.), АВПД начинается с ачимовской толщи ($K_a=1,4-1,6$), с глубиной K_a увеличивается до 1,98 в отложениях баженовской свиты. Вероятно, что тенденция к увеличению K_a пластового давления характерна и для нижележащих юрских отложений, это не известно по причине отсутствия современных, качественно пробуренных скважин на среднеюрские отложения. Так как на Салымском и Шапшинских месторождениях линейных складок повышенной амплитуды не установлено, то есть в неогене этот район с АВПД, вероятно, не обладал повышенной тектонической активностью, возможен вариант проявления этой активности в недалёком (по геологическим меркам) будущем. В качестве косвенного признака геодинамической активности района можно привести данные гравиразведки, судя по которым, по мнению А.А.Нежданова, Салымское месторождение приурочено к погребенному вулканическому аппарату, сформированному в породах палеозойского возраста.

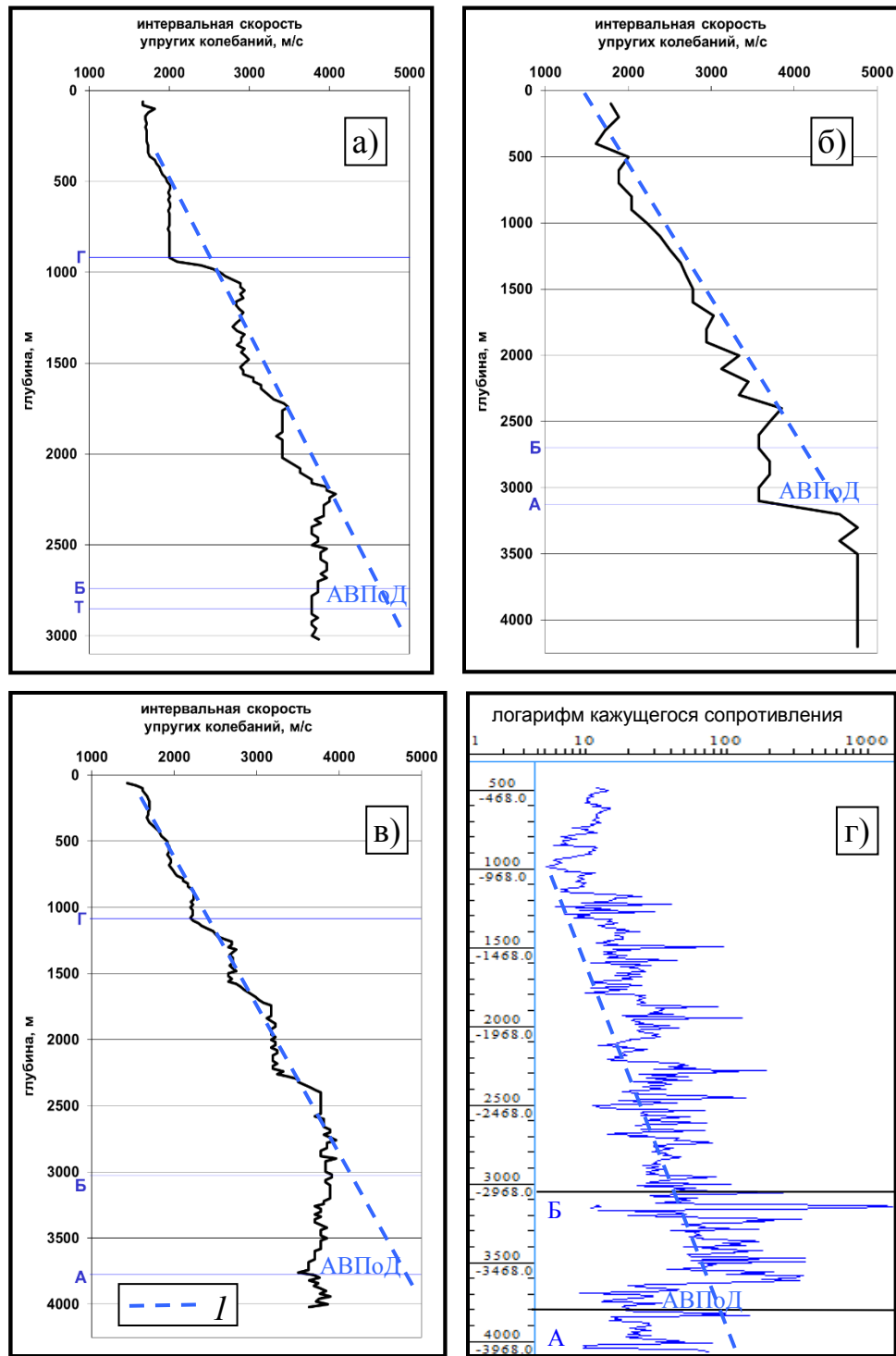


Рисунок 4.8 - Изменение интервальной скорости упругих колебаний по результатам ВСП в скважине 49 Салымской площади (а), 79 Лянторской площади (б), 100 Тундринской площади (в), изменение кажущегося сопротивления по стволу скважины 100 Тундринской площади (г) (I- изменение свойств при нормальном уплотнении)

Пространственную связь с зоной линейных амплитудных складок неогенового заложения в ЗС имеют элементы глубинного строения земной коры – грабен-рифты (рисунок 4.9). Большое количество амплитудных складок (Уренгойский вал, Тарасовское, Еты-Пуровское, Варьеганское, Тагринское Ван-Еганское, Сомотлорское, Хохряковское, Мыльджинское и другие поднятия) приурочено к бортам Уренгойско-Колтогорского грабен-рифта.

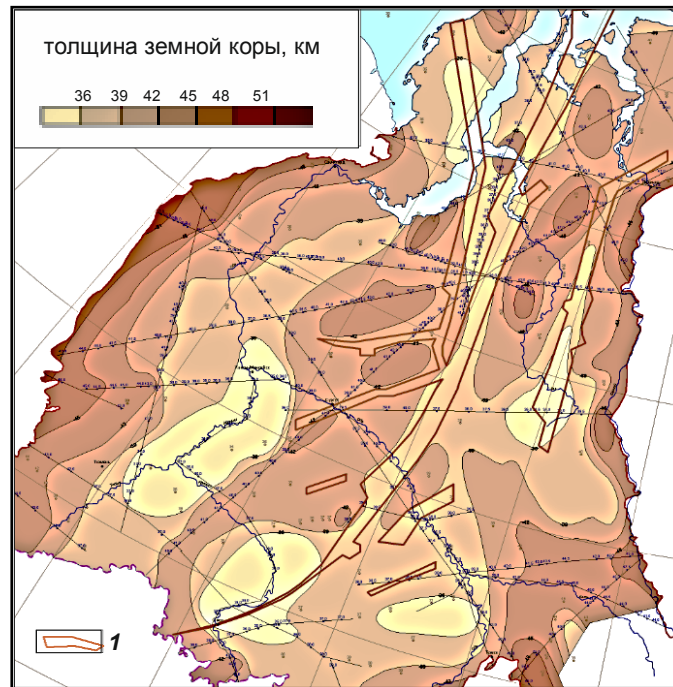


Рисунок 4.9 - Карта рельефа поверхности Мохоровичича ЗС (по В.С.Суркову, 2004 г.; 1-грабен-рифты)

И другие амплитудные линейные складки северной части бассейна расположены на бортах грабен-рифтов: Хадуттэйского (Медвежий вал, Ямсовейское, Губкинское, Комсомольское, Вынгаяхинское, Вынгапуровское поднятия), Худосейского (Ванкорское, Сузунское, Тагульское и другие поднятия), Ямальского (Харасавэйское, Крузенштерносское, Бованенковское, Арктическое и другие поднятия Нурминского вала). Согласно точке зрения В.С. Суркова и О.Г. Жеро [162, 161, 63], С.В. Апплонова [9, 10] и многих других исследователей, грабен-рифты ЗС образовались на рубеже палеозоя и мезозоя, когда регион был вовлечен в глобальный процесс раскола земной коры, охвативший большинство континентов и океанов Земли.

Первоначально В.С. Сурковым, О.Г. Жеро и др. [63] в ЗС выделялось небольшое количество крупных грабен-рифтов, но в дальнейшем было установлено их более широкое распространение. По мнению академика Н.Л. Добрецова [52] для ЗС характерен рассеянный тип рифтогенеза.

В настоящее время можно с уверенностью говорить, что все линейные положительные аномалии гравитационного и магнитного полей (рисунок 4.10) связаны с основными и ультраосновными породами триасового грабен-рифтового (по В.С. Суркову) комплекса.

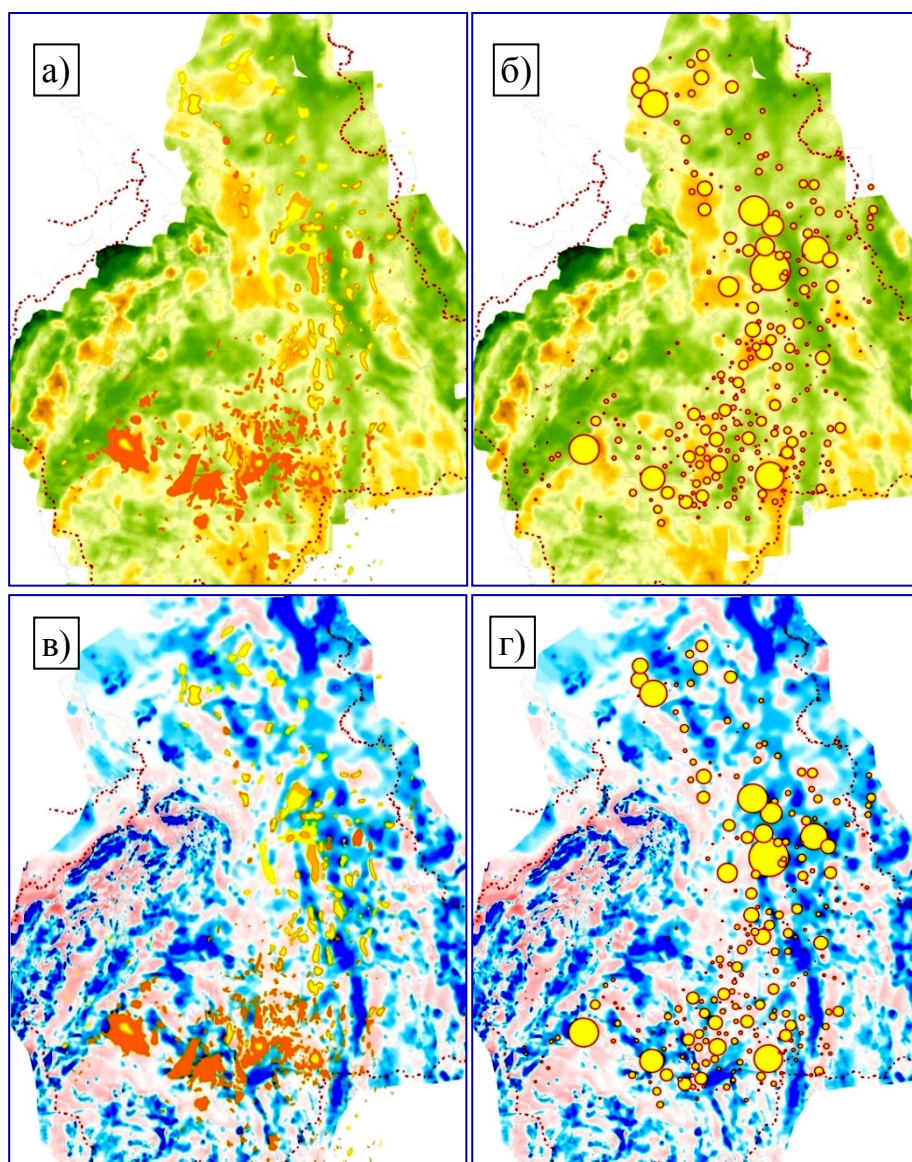


Рисунок 4.10 - Аномальные гравитационное (в редукции Граафа-Хантера) (а,б) и магнитное (в, г) поля ЗС с вынесенными месторождениями УВ (а, в) и их запасами (б, г) – размер кружка пропорционален запасам УВ (по А.А. Нежданову)

Связь расположения нефтяных и газовых месторождений ЗС с грабен-рифтами описывалась многими исследователями. Однако, анализируя распространение нефтяных и газовых месторождений относительно рифтовой системы ЗС, можно убедиться, что положение только лишь некоторых крупных рифтов контролирует фазовое состояние УВ близлежащих месторождений. Более же мелкие грабен-рифты прослеживаются как в северной частях бассейна, где они сопровождаются высокоамплитудными линейными складками и газовыми залежами, так и в южной части бассейна, где они окружены брахиантиклинальными поднятиями и приуроченными к ним нефтяными месторождениями (рисунок 4.10). Отдельные крупные рифты южной части бассейна (например, Аганский, пересекаемый рекой Обь в районе города Сургут) так же сопровождаются в основном нефтяными месторождениями.

Не обнаруживает связи с месторождениями УВ, либо с их фазовым составом, и толщина земной коры ЗС (рисунок 4.9). И нефтяные, и газовые месторождения установлены в участках и с тонкой (менее 40 км), и с толстой (более 40 км) корой, хотя бесперспективные в плане нефтегазоносности структуры (Урал, Енисейский кряж) имеют более высокую толщину земной коры, нежели ЗС.

Площадная связь конфигурации северной зоны АВПД ЗС устанавливается с особенностями строения верхней мантии, описанными Н.И. и Г.А. Павленковыми [135] на основании анализа материалов сверхдлинных сейсмических профилей (рисунки 4.11, 4.12). Ими было установлено, что для отраженных волн в верхней мантии характерно понижение граничных скоростей или погружение границ с пониженными скоростями в зонах, характеризующихся повышенным тепловым потоком, либо, предположительно, повышенным содержанием в мантии вод и других флюидов. Для нижней из устойчивых прослеженных границ – L (рисунок 4.12б) зона наиболее глубокого залегания этой границы и пониженных граничных скоростей расположена в северной и арктической частях ЗС, контролируя северную зону АВПД, приближенную к зоне спрединга. Это зона максимального разогрева коры и мантии и геотектонической активности. По вышезалегающим сейсмическим границам в верхней мантии заметно постепенное перемещение

низкоскоростных зон в южном направлении. По границе N1 (рисунок 4.12а) низкоскоростная зона захватывает Надым-Пур-Тазовский регион, причем эта граница погружается здесь до глубин 120-130 км, тогда как под Уралом она лежит на 60-70 км, как и в Восточной Сибири. По границе, выделяемой на глубинах около 60 км, в районе широтного течения р. Обь и к югу от нее выделена обширная низкоскоростная область (скорости менее 8 км/с против 8,3-8,4 км/с под Уралом и в Восточной Сибири и 8,1 – 8,2 км/с в арктических и южных районах Западной Сибири). Конечно, какие-либо конкретные данные о температурах или составе верхней мантии отсутствуют, но на основе особенностей строения верхней мантии на рассматриваемой территории можно предположить, что на севере бассейна, в тектонически активной зоне с АВПД «активизированы» более глубокие горизонты мантии, на уровне горизонта L, а в более южных, преимущественно нефтеносных районах, интенсивные процессы (например, флюидизация, разогрев) охватывают только вышележащие слои верхней мантии.

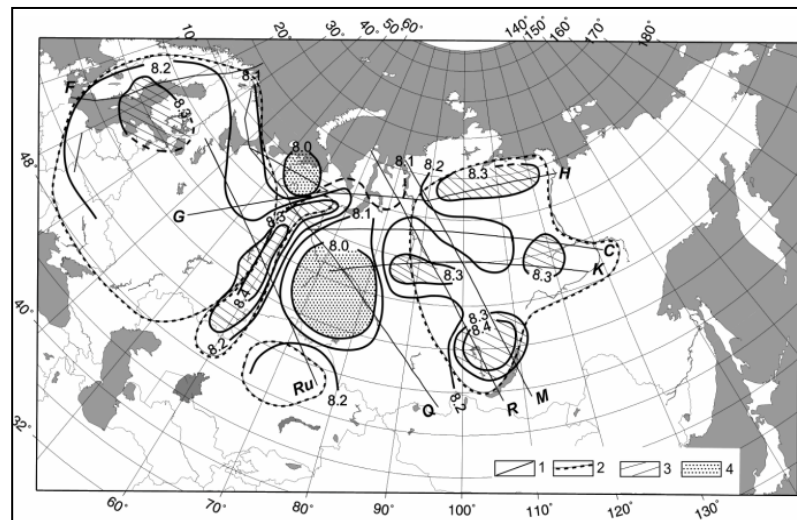


Рисунок 4.11 – Схема скоростных неоднородностей верхней мантии на глубине 60 км (1 – сейсмические профили; 2 – контуры геоструктур; 3,4 – области повышенного или пониженного положения границ, или повышенных и пониженных скоростей, соответственно, по Н.И. и Г.А. Павленковым, 2004 г.

[135])

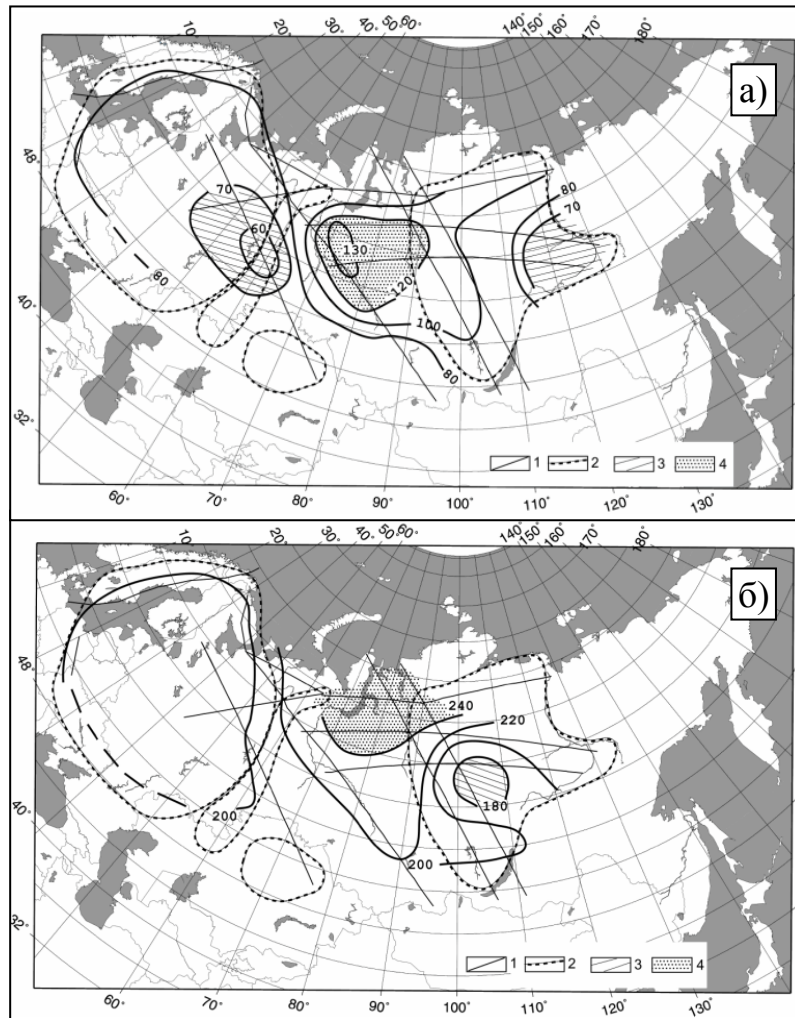


Рисунок 4.12 – Карты глубин (км) до опорных сейсмических границ в верхней мантии N1 (а) и L (б) (1 – сейсмические профили; 2 – контуры геоструктур; 3,4 – области повышенного или пониженного положения границ, или повышенных и пониженных скоростей, соответственно, по Н.И. и Г.А. Павленковым, 2004 г. [135])

Отмеченные выше границы в верхней мантии имеют сложное строение, они представлены многофазными интерференционными колебаниями, что связано с их формированием в сложно построенных гетерогенных сферах, представленных чередованием слоев с пониженной и повышенной скоростью. Фазовых границ на рассматриваемых глубинах в верхней мантии не предполагается, поэтому формирование таких зон объясняется [135] концентрацией на определенных уровнях давления и температуры глубинных флюидов, их физико-химическими преобразованиями с выделением большого количества энергии.

Таким образом, конфигурация отражений от глубоких горизонтов верхней мантии (по данным Н.И. и Г.А. Павленковых) отражает положение северной зоны АВПД ЗС (с протекающими и ныне процессами УВ газообразования), а низкоскоростная аномалия на глубине около 60 км – область преимущественной нефтеносности. В этом плане данные Павленковых [570] согласуются с представлениями Э.Б. Чекалюка [172], согласно которым смеси УВ нефтяного ряда обладают термодинамической устойчивостью в условиях верхней мантии, но поднимаясь до глубин 200-100 км они теряют устойчивость и подвергаются деструкции с выделением тепла. Возможно, этот процесс и отражается наличием границы на глубинах 120-130 км на севере бассейна. На глубинах же менее 40 км нефть вновь является относительно устойчивым соединением, и в Широтном Приобье границей на глубине 60 км отражаются менее интенсивные, чем на севере ЗС, процессы разложения нефти, глубинная нефть в этом районе более стабильна, чем на севере ЗС.

Подводя итог изложенному в данном разделе, отметим, во-первых, что газоносность ЗС имеет несомненный тектонический контроль. Подавляющий объем запасов газа ЗС связан с высокоамплитудными субмеридиональными линейными складками неотектонического заложения, либо с поднятиями древнего заложения, получившими значительный прирост амплитуд на неотектоническом этапе. Эту палеотектоническую особенность размещения газоносности отмечал еще М.Я. Рудкевич [146]. Однако, в отличие от последнего, автор диссертации считает, что данная закономерность позволяет связывать образование газовых месторождений и заполняющих их УВ с глубинными, эндогенными процессами.

Во-вторых, положение и форма зоны газоносности ЗС и контролирующей ее зоны АВПД в глубоких горизонтах также имеют глубинный контроль особенностями строения верхней мантии. Зона АВПД и газоносности характеризуется падением скоростей распространения упругих колебаний в верхней мантии на глубинах более 120-240 км, причем в северном направлении (к зоне спрединга Евразийского ледового бассейна) низкоскоростные аномалии постепенно перемещаются на большую глубину. В этом же направлении возрастает

количество залежей УВ на месторождениях, сокращается содержание нефти и конденсата в залежах, увеличивается интенсивность УВ и водородного «дыхания» Земли, ослабляется структурный контроль положения флюидных контактов в залежах, что свидетельствует о крайне молодом возрасте процессов газонакопления.

4.2 Связь АВПД с дебитами УВ как степень неоднородности АВПД

Связь дебитности притоков УВ со значениями K_a АВПД обычно рассматривается как прямая, обусловленная, с одной стороны, разуплотнением пород с увеличением их пористости за счет снятия эффективного напряжения (разгрузки горного давления) [17], и, с другой стороны – в связи с высокой энергией пластовых систем с АВПД [7]. Несомненно, что эти причины положительно сказываются на дебитах притоков УВ. Например, по Уренгойском НГКМ факт «консервации» пористости в ачимовских отложениях и отсутствия ее снижения с глубиной в зоне АВПД известен уже многие десятилетия (рисунок 4.13).

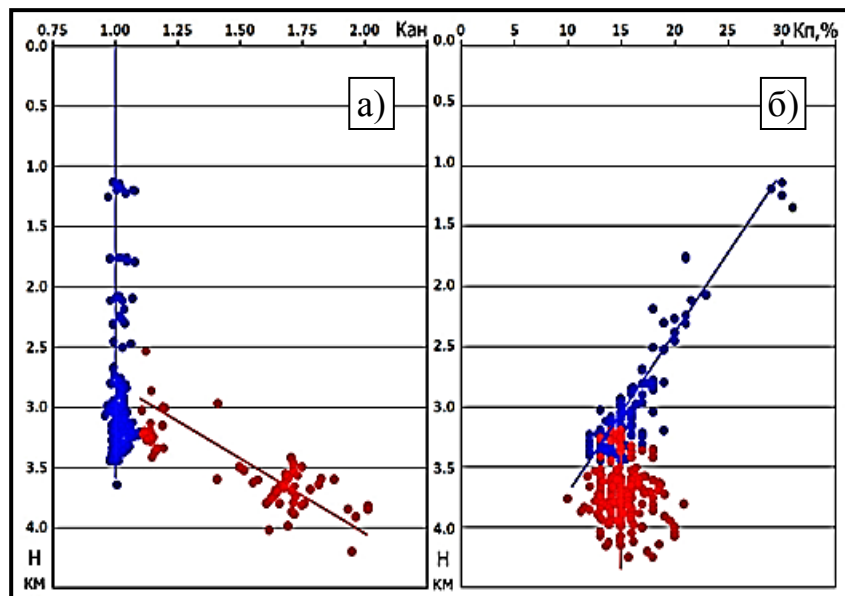


Рисунок 4.13 - Связь пористости и АВПД (на примере Уренгойского НГКМ).
 а – Изменение значений K_a АВПД с глубиной; б – изменение значений пористости с глубиной. Синие точки – зона гидростатических давлений, красные – зона АВПД (по В.И. Богоявленскому и др. [17])

Также не редкость высокие дебиты притоков (более миллиона $\text{м}^3/\text{сут.}$) газоконденсатной смеси из песчаников с низкими коллекторскими свойствами ачимовской толщи, получение из этих отложений притоков нефти. Эта особенность глубоко залегающих отложений с АВПД благоприятствует их освоению.

Вместе с тем детальный анализ связи дебитности притоков УВ из отложений с АВПД со значениями K_a показывает, что наибольшие дебиты приурочены к резервуарам со средними значениями этого параметра. Так, на рисунке 4.14 показано сопоставление дебитов газоконденсатной смеси со значениями коэффициента аномальности пластового давления по глубоким горизонтам Уренгойского НГКМ.

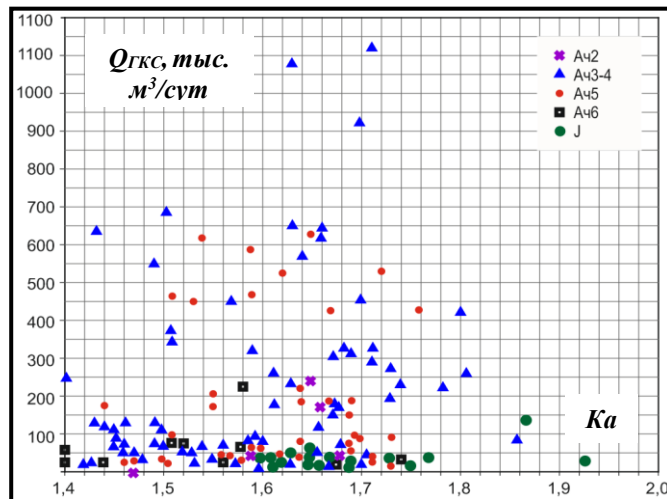


Рисунок 4.14 - Сопоставление дебитов газоконденсатной смеси со значениями коэффициента аномальности пластового давления по глубоким горизонтам Уренгойского НГКМ (по данным А.А.Нежданова, АО «СибНАЦ»)

По всем продуктивным комплексам (средняя юра, ачимовские резервуары Ач₆, Ач₅, Ач₃₋₄, Ач₂) эта закономерность выдерживается, несмотря на значительный разброс значений дебитов и K_a . По ачимовским резервуарам максимальные дебиты связаны со значениями K_a 1,5-1,7, по пластам Ю₂₋₃ – с более высокими значениями K_a – около 1,9, хотя в последнем случае статистика кондиционных испытаний с определением K_a очень низка.

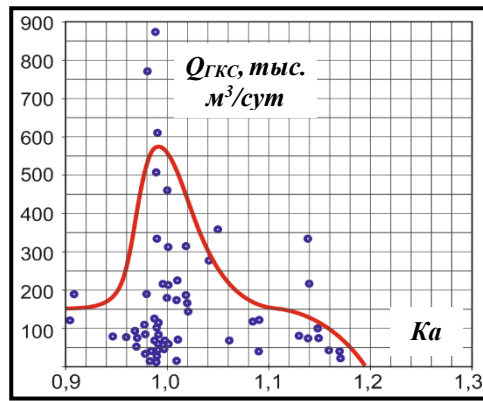


Рисунок 4.15 - Сопоставление дебитов нефти со значениями коэффициента аномальности пластового давления по пластам БУ18-БУ16-0 Уренгойского НГКМ (по данным АО «СибНАЦ», А.А.Нежданова)

Для вышезалегающих залежей, связанных с линзовидными и покровными песчаными пластами БУ₁₈-БУ₁₆⁰, характерны не аномально высокие, а повышенные значения K_a , не превышающие 1,2. В этом случае максимальные дебиты связаны с резервуарами с гидростатическим давлением (рисунок 4.15). В баженовской свите Широкого Приобья наибольшие дебиты нефти также получены в точках со средними значениями K_a (рисунок 4.16), хотя в последнем случае эта закономерность проявляется только как тенденция.

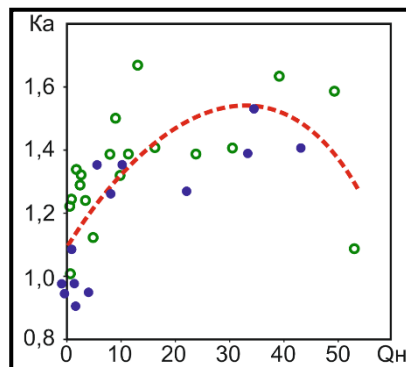


Рисунок 4.16 - Сопоставление дебитов нефти из пласта Ю0 со значениями коэффициента аномальности пластового давления; o – Салымское месторождение, • – месторождения Сургутского нефтегазоносного района. (по И.В. Блинову [16])

Интересные результаты получены при использовании технологий ОПК-ГДК. В последние годы на смену КИИ, ИПТ пришли приборы на кабеле (modular dynamics tester – MDT) компании Schlumberger и их аналоги [3]. С одной стороны, их работа ограничена мощностью глубинного насоса, объемом пробоотборной камеры, с другой – они являются более мобильными. В отличие от приборов на трубах, приборы MDT можно перемещать вдоль ствола скважины, опробуя разрез более детально, при этом выполняется множество точечных замеров давления. С помощью MDT стало возможным изучение пластового давления серией замеров в близко расположенных точках с разными ФЕС. При традиционных испытаниях в обсаженных скважинах, с перфорацией эксплуатационных колонн, в пласте определялось только одно, осредненное, а во многих случаях – случайное значение Рпл.

В нашем распоряжении находятся результаты замеров MDT (гидродинамический каротаж - ГДК) в юрских отложениях Западно-Тамбейского нефтегазоконденсатного месторождения. С помощью MDT были изучены три скважины Западно-Тамбейского месторождения – 42, 45 и 124.

В скважине 42 было проведено 57 замеров давления, из которых 29 замеров выполнено в пласте Ю₂ и 28 замеров выполнено в пласте Ю₆. По результатам обработки данных, в пласте Ю₂ получено 9 замеров пластового давления, 4 недовосстановившихся замера, 14 сухих замеров и 2 замера проведены с отсутствием герметизации прижимного зонда со стенкой скважины. Замеренные значения пластового давления изменяются в диапазоне 588,9 – 595,14 атм., значения подвижности флюида изменяются в диапазоне 0,02 – 0,45 мД/сП соответственно. В ходе обработки данных в интервале пласта Ю₆ получено 18 замеров пластового давления, 1 недовосстановившийся замер, 5 сухих замеров и 4 замера проведены с отсутствием герметизации прижимного зонда со стенкой скважины. Замеренные значения пластового давления изменяются в диапазоне 637,4 – 643,6 атм., значения подвижности флюида изменяются в диапазоне 0,05 – 3,70 мД/сП соответственно (рисунок 4.17).

Условия работ были осложнены, во-первых, опасностью прихвата, во-вторых, крайне низкой проницаемостью объектов исследования. Так, по результатам тестов на прихваты, время стационарного замера, опробования, было ограничено 2 часами в пласте Ю₆₋₇ и 6 часами (после повторной шаблонировки) в пласте Ю₂₋₃. Два часа, при значительных зонах проникновения фильтрата бурового раствора и низких проницаемостях, явно недостаточно для получения удовлетворительного уровня очистки притока пластового флюида в ходе опробования. Также, из-за ограничений по времени опробования приходилось прокачиваться на максимально возможных депрессиях с целью скорейшего получения притока пластового флюида. Так, для двойного пакера депрессия ограничивается максимальным дифференциальным давлением, которое составляло в данной работе 135 атм. Для прижимного зонда депрессия ограничивается максимальным дифференциальным давлением, создаваемым глубинным насосом, которое составляло в данной работе 328 атм.

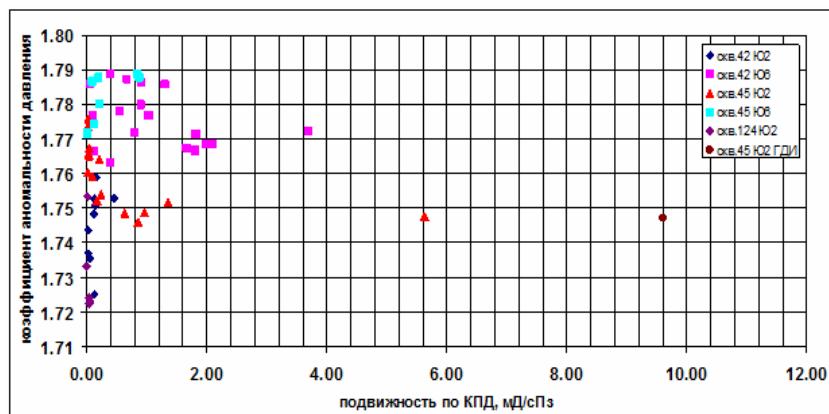


Рисунок 4.17 – Связь между коэффициентом аномальности пластового давления и подвижностью флюида в точке замера, определенной по кривой падения давления (КПД)

Несмотря на вышеобозначенные трудности, связанные со скважинно-геологическими условиями, полученные результаты, в целом, можно назвать успешными. Так по результатам ГДК удалось получить профили пластового давления и оценку подвижности, построенные градиенты пластового давления в пласте Ю₂₋₃ и Ю₆₋₇ хоть и носят информативный характер, все же находят свое подтверждение по результатам опробования пластов на кабеле (ОПК) и

интерпретации ГИС. Отобранные пробы газа/газоконденсата из пластов Ю₂₋₃ и Ю₆₋₇ позволят в дальнейшем определить изменение свойств пластового флюида при изменении термобарических условий по результатам лабораторного анализа. Параллельно с замерах давления выполнялась оценка подвижности флюида по кривой падения давления (КПД). Эта величина характеризует коллекторские свойства испытываемого интервала. Данные ГДК показывают наличие связи между аномальностью давления в интервале и его коллекторскими свойствами (рисунок 4.17). В области малых значений подвижности, до 0,4 мД/сПз значения аномальности распределены хаотично, но в более проницаемых пропластках значения аномальности давления понижены относительно значений в части низкопроницаемых пропластков. Менее проницаемые пропластки обладают большей аномальностью давления, чем более проницаемые пропластки, в которых давление ниже.

Хотя эти данные также ограничены, но описываемая тенденция – снижение K_a с повышением подвижности пластового флюида, аналогична описанной выше приуроченности наиболее высоких дебитов к средним по абсолютным значениям K_a АВПД. Снижение пластового давления с улучшением фильтрационно-емкостных свойств резервуара и увеличением его дебитности является важной особенностью залежей с АВПД. Колебания K_a в одном (неоднородном) пласте, которые могут достигать значений 0,2-0,3, что зафиксировано, например, в отложениях сенона. В более глубоких горизонтах, где литологическая неоднородность значительно выше, разрешающая способность сейсморазведки (в т.ч. и для прогноза АВПД) ниже, а количество определений пластового давления в скважинах крайне невелико, степень неоднородности K_a определить при сегодняшней степени изученности невозможно.

Исходя из газонапорной модели АВПД, предложенной К.А. Аникиевым [7], чьи представления автор разделяет, степень неоднородности K_a пластового давления в зоне АВПД может быть очень высокой, что и подтверждают приведенные выше данные. Резервуары зоны АВПД гидродинамически изолированы и имеют различный объем. При заполнении их порцией глубинных

флюидов (газопаровая смесь УВ и воды) имеющей сверхвысокое давление и определенный объем, в этих резервуарах формируется АВПД, значение которого обратно пропорционально их объему. В небольших по объему резервуарах создаются самые высокие давления, в протяженных линзах с большой эффективной толщиной давление может снизиться практически до гидростатического. Процессы флюидомиграции практически не изучены. По сути – это уравнение со многими неизвестными (время процесса, его термобарические условия, скорость движения флюидов, их объемы, состав, количество актов инъекции флюидов в осадочный чехол и т.п.). Тем не менее, даже те тренды или закономерности в изменении K_a АВПД в связи с нефтегазоносностью, которые удалось выявить при этой низкой степени изученности флюидомиграционных процессов, имеют значение для нефтегазовой геологии.

Во-первых, описанный выше (глава 3) тренд возрастания K_a пластового давления в сводовых частях антиклинальных структур на фоне роста K_a с увеличением глубины залегания отложений, рассматривается многими исследователями [4, 81] как свидетельство вертикальной миграции флюидов в сводовых частях антиклинальных структур. Такое поведение АВПД является типичным для большинства тектонически активных нефтегазоносных бассейнов [81]. Наличие разуплотнения и снижения скоростей продольных сейсмических волн при повышении K_a АВПД позволяет использовать эти признаки для картирования перспективных ловушек УВ по данным гравиразведки и более обоснованно использовать скоростной анализ при интерпретации данных сейсморазведки МОГТ.

Во-вторых, увеличение K_a АВПД в прогибах (как следствие активной флюидомиграции) объясняет широкие масштабы нефтегазоносности зоны АВПД, связанной с неантиклинальными ловушками УВ. Особенно это характерно для рифтогенных депрессий, кора которых «прозрачна» для глубинной флюидомиграции [114].

В-третьих, значительная неоднородность поля давлений в зоне АВПД, обусловленная разным объемом резервуаров, в который поступают порции

глубинных флюидов, не позволяет во многих случаях вскрывать продуктивные резервуары зоны АВПД бурением «на равновесии» даже при точном прогнозе K_a пластового давления. Например, в ачимовской толще и тюменской свите песчаные прослойки, объединяемые в один пласт, могут иметь различный объем. Учитывая, что в таких условиях в первую очередь кольматируются компонентами бурового раствора прослойки коллекторов с наиболее высокими ФЕС (чаще имеющими наибольший объем), и, вследствие этого, наиболее низкие значения K_a , то невысокая эффективность традиционного (вертикального) поисково-оценочного и разведочного бурения в условиях АВПД легко объяснима.

Представляется, что наиболее эффективными приемами получения промышленных притоков УВ в таких условиях является проведение мини ГРП для устранения кольматации прискважинной зоны пласта в вертикальных скважинах, а также более широкое использование горизонтального бурения, при котором при вскрытии продуктивного пласта изменения значений K_a менее контрастные, и обычно выполняется многостадийный ГРП. Второй способ, типичный для эпохи «сланцевой революции», является принципиально более эффективным, хотя и дорогостоящим.

4.3 Масштабы газо- и нефтеносности зоны АВПД

В последние десятилетия представления о строении многих нефтегазоносных бассейнов мира обогатились данными о широкомасштабной нефтегазоносности их глубоких горизонтов. Во многих регионах мира ведутся целенаправленные работы по поиску месторождений нефти и газа на больших глубинах в условиях высоких давлений и температур. В частности, в Центральном грабене Северного моря открыта и разрабатывается группа газоконденсатных месторождений (Shearwater, Elgin, Franklin) с залежами в высокопористых (до 20-35%) и высокопродуктивных песчаных коллекторах на глубинах до 6100 м, в условиях высоких температур (197 – 202 °С) и давлений ($K_a=1,87-2,14$) [17]. При этом за пределами нефтяного окна (в понимании Н.Б. Вассоевича [30]) открыты крупные запасы жидких УВ.

В мировой практике на больших глубинах и в нетрадиционных комплексах пород на суше и в акваториях уже открыты сотни промышленных месторождений

нефти и газа, включая крупные и уникальные. В 2005 г. в Мексиканском заливе в Зеленом Каньоне на блоке 512 была пробурена самая глубокая в США скважина Knotty Head (10421 м) вскрывшая от 8500 м и до забоя несколько хороших песчаных резервуаров с промышленными запасами качественной нефти [17].

Фундаментально важная информация была получена в 80-90-х г.г. прошлого века в результате изучения палеозоя (от перми по ордовик) Анадарского и Пермского бассейнов США в глубоких скважинах Berta Rogers-1 (9583 м) и Ralph Lowe-1 (8700 м), где признаки нефтеносности установлены на глубинах 7-9 км, несмотря на значения температур, превышающие 200-230°C и антрацитовый уровень метаморфизма ОВ (АК 3, $R_o=2,5-5\%$) [17].

Верхнемеловой тренд (формация) Тускалуса в Мексиканском заливе протягивается на 200 км при ширине 20 км и глубине нахождения 4880—6700 м. Пластовые давления в тренде 46—112 МПа при температуре 100—238° С [32]. С трендом связаны конденсатногазовые месторождения Фолс-Ривер, Джауж-Ридж, Риголетте и др. Аккумуляция нефти и газа в трендах обусловлена не только литологически экранированными ловушками, но и развитием в их пределах брахиантиклинальных поднятий. Помимо газовых месторождений, в меловом и в более молодых трендах открыты нефтяные месторождения, в том числе крупное Том-О'Коннор-Грета с запасами нефти 116 млн. т [32]. В распределении однофазных залежей в зоне отчетливо выражена вертикальная зональность. Газовые залежи сосредоточены на глубине до 1 км, а также на глубине свыше 4,5 км. Максимальное количество нефтяных залежей установлено в интервале 1-3 км, однако при этом они распространяются в разрезе бассейна до глубин, превышающих 7 км.

Под соляными толщами открыты крупнейшие месторождения, например Тандер-Хорс, открытое в 1999 г. продуктивные отложения залегают на глубине 7172 м, в т.ч. глубина моря – 1844 м (7172/1844), Каскида – 9906/1786 м (2006 г.), пласты эффективной нефтенасыщенной мощностью до 244 м., Вест Тонга (2007 г.), 7827/1433 м, пласт с Нэфнн 107 м, миоцен [57]. В 2009 г. было открыто уникальное месторождение Тайбер. Геологические запасы нефти составляют 1,8 млрд тонн.

Нефтеносность установлена в отложениях неогена и палеогена, залежи залегают на глубине 10,6 – 12,0 км, Ка пластового давления составляет 2,1-2,2. Бурение на Тайбер Проспект проводилось платформой Transocean's Deepwater Horizon, которая погибла из-за АВПД в результате взрыва и последующего пожара в апреле 2010 года.

Полученные к настоящему времени данные о продуктивности глубоких горизонтов большинства нефтегазоносных бассейнов мира в сочетании с информацией о локализации уникальных по объему ресурсов УВ в приповерхностных отложениях Земли (битумы и газогидраты) [27] нанесли существенный удар по обоснованности выделения главных зон нефте- и газоносности (нефтяного и газового окон), лежащих в основе осадочно-миграционной гипотезы нефтидогенеза.

Данные о нефтегазоносности глубоких горизонтов ЗС также свидетельствуют о значительных масштабах продуктивности этих отложений на севере бассейна. Принципиальное значение имело бурение сверхглубоких скважин. По Тюменской (СГ-6) и Енъяхинской (СГ-7) сверхглубоким скважинам хотя и не получено промышленных притоков УВ, несмотря на антрацитовый уровень катагенеза пород (АК1-3), сделан вывод о возможности сохранения хороших резервуаров с пористостью 18-20% со значительным насыщением УВ газами до забоев этих скважин (7502 и 8250 м, соответственно) [12]. Наличие хороших региональных покрышек способствует образованию закрытых систем с АВПД, которое защищает жидкие УВ от деструкции, а коллекторы – от уплотнения. По мнению В.А. Краюшкина [84], открытие месторождений УВ на больших глубинах, в жестких термобарических условиях опровергает вывод об органической природе нефти и газа.

В глубоких горизонтах севера ЗС, в зоне АВПД в отложениях ачимовской толщи неокома и верхней части тюменской свиты (пласты Ю₂₋₃), залегающих на глубинах 3560 – 4300 м, в настоящее время открыто более 120 залежей нефти и газоконденсата, содержащих уникальные по объему запасы и ресурсы УВ сырья,

эквивалентные и даже превышающие запасы нефти, газа и газоконденсата в вышележащих отложениях.

На этих же стратиграфических уровнях (ачимовская толща и кровля тюменской свиты) в южной половине бассейна также открыты многочисленные залежи нефти. Тип залежей УВ в ачимовской толще и тюменской свите – преимущественно структурно-литологический, с элементами тектонического экранирования. В зависимости от размеров залежей УВ и вмещающих их резервуаров, а также степени заполнения резервуаров, выделяются как сводовые залежи с элементами литологического и тектонического экранирования, так и литологические залежи, практически не контролируемые структурным планом.

Залежи нефти, открытые в центрально-южных районах ЗС в ачимовской толще и верхней части тюменской свиты преимущественно относятся к пластовым сводовым залежам с наличием литологических и тектонических экранов. Для них характерен гипсометрический контроль продуктивности, наличие ВНК, большой зоной недонасыщения [8], подвижных подошвенных и законтурных вод. Залежи относятся к нормальной флюидодинамической системе, т.к. характеризуются пластовыми давлениями, близкими к гидростатическим.

Залежи газоконденсата и нефти в ачимовских и среднеюрских (пласты Ю₂₋₃) отложениях севера ЗС, особенно на лицензионных участках ПАО «Газпром», которые расположены в наиболее погруженной части Надым-Пур-Газовского региона, являются преимущественно литологическими, слабо контролируются структурным планом и характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями с Ка 1,5-2,2. Они расположены в пределах аномальной массивной флюидодинамической системы, для которой, кроме АВПД, характерно отсутствие подвижных законтурных и подошвенных вод линзовидно-блоковое строение продуктивных резервуаров и значительные масштабы нефтегазоносности [60].

Представления о связи массивной аномальной флюидодинамической системы с газонасыщенностью глубоких горизонтов подтверждено данными глубокого поискового бурения. Практически на всех месторождениях ПАО «Газпром» открыты залежи УВ или установлены признаки нефтегазоносности в

отложения ачимовской толщи неокома и тюменской свиты средней юры (Уренгойское, Ямбургское, Харвутинское, Северо-Самбургское, Северо-Пуровское, Тазовское, Заполярное, Тазовско-Заполярное, Восточно-Медвежье, Ныдинское, Ямсовейское, Юбилейное, Южно-Падинское, Западно-Юбилейное, Южно-Парусовое и др.). Масштабы продуктивности ачимовской толщи и тюменской свиты Уренгойской зоны, хорошо изученной бурением (запасы только промышленных категорий более 7,9 млрд. т усл. топлива), свидетельствуют об уникальном УВ потенциале глубоких горизонтов рассматриваемой территории. Следует заметить, что эти запасы существенно превышают суммарные запасы всех открытых на территории ХМАО-Югры ачимовских и среднеюрских (в пластах Ю₂₋₃) залежей нефти. По оценкам НАО «СибНАЦ» начальные суммарные ресурсы ачимовской толщи ЯНАО составляют 40,5 млрд. т условного топлива, а средней юры – 26,65 млрд. т условного топлива [203].

Отложения ачимовской толщи на Ямбургском месторождении еще более перспективны, чем на Уренгойском [202, 211, 214, 215, 218, 219, 220, 221, 222]. Важная особенность Ямбургского месторождения состоит в том, что большая часть поисково-разведочных скважин на отложения с АВПД бурилась в XXI веке, с более высоким качеством, чем на Уренгойском месторождении. Подтверждение этому – статистика испытаний объектов с АВПД, среди которых практически отсутствуют водоносные объекты.

Анализ данных бурения и испытания скважин на лицензионных участках ПАО «Газпром» в Нерутинской впадине (Южно-Падинский, Западно-Юбилейный, Нерутинский, Мариэттинский, Западно-Ягенетский) также свидетельствует о нефтегазоносности ачимовской толщи и тюменской свиты в этой обширной депрессии, ресурсы которой только по ачимовским отложениям оценены А.А.Неждановым с соавторами в объеме около 30 млрд. т усл. топлива [113].

В отложениях средней и верхней юры Нерутинской впадины (пласты Ю₄₋₅, Ю₂₋₃, Ю₁, Ю₁⁰, Ю₀) испытано 25 объектов, из которых 12 притока не дали, из 7 получены низкодебитные притоки фильтрата бурового раствора с пленками нефти и конденсата, из 5 – слабые газопроявления [223]. Только в скважине 23 Западно-

Юбилейной в пласте Ю₁⁰ открыта нефтяная залежь (дебит нефти 7,2 м³/сут.). Пластовые давления в отложениях ачимовской толщи и юры характеризуются резко отличающимися значениями коэффициента аномальности - 1,30-1,40 в ачимовской толще и 1,80-1,99 в юре, однако достоверность их замеров и расчетов низкая из-за недоосвоенности пластов. Пластовые температуры составляют 100-118°C.

Низкая эффективность поисковых работ обусловлена как сложными термобарическими условиями и низкими коллекторскими свойствами песчаных пород, так и несовершенными технологиями вскрытия и испытания продуктивных отложений, недостатками конструкции скважин. Поскольку при вскрытии юры на утяжеленных буровых растворах ачимовская толща не перекрывалась дополнительной колонной, то ачимовские резервуары оказались «запечатанными» компонентами тяжелых буровых растворов. Не случайно, что фонтанный приток газоконденсата из ачимовской толщи получен только в скважине 5032 Южно-Падинской, в которой юрские отложения не вскрыты бурением.

С учетом глубинной, флюидодинамической модели нефтегазообразования, вся область распространения АВПД на севере ЯНАО рассматривается нами как единая, но сложнопостроенная зона нефтегазонакопления, в пределах которой регионально продуктивны ачимовская толща и кровельная часть тюменской свиты, независимо от гипсометрии резервуаров [117, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 212, 213]. Единичные, зачастую высокодебитные (до 70 м³/сут.) притоки воды, полученные из ачимовских отложений, продуктивных по ГИС и керну, в ряде скважин на Уренгойском, Восточно-Медвежьем, Тазовско-Заполярном и др. месторождениях, связаны, по нашему мнению, с дефектами скважин (заколонные перетоки, негерметичность эксплуатационных колонн и т.п.). Возможно, что отдельные из этих скважин расположены в каналах «вторичной флюидизации», наличие которых предполагается по данным сейсморазведки МОГТ 3D, однако это предположение более гипотетично, учитывая низкое качество бурения, крепления и освоения скважин.

О высокой продуктивности рассматриваемых отложений зоны АВПД свидетельствует открытие в 2015-2016 гг. в Нерутинской впадине новых – Падинского и Восточно-Падинского газоконденсатных месторождений, связанных с ачимовскими отложениями, кровля которых на данных месторождениях залегает на 800-900 м ниже, чем в сводовых частях смежных Медвежьего и Песцового месторождений. Однако эти месторождения являются частью одновременно Южно-Падинского, Восточно-Медвежьего, Южно-Песцового, Западно-Песцового и Песцового месторождений. С каждым годом подобных примеров «объединения» месторождений УВ обширными литологически ограниченными залежами с АВПД в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты, не контролируемые структурным планом, становится всё больше. Картирование таких обширных залежей – важная задача, решаемая с помощью данных бурения и сейсморазведки МОГТ [45, 46, 47, 159]. Об отсутствии гипсометрического контроля залежей УВ в отложениях ачимовской толщи неокома и средней юры с АВПД в северной части ЗС свидетельствует и распределение фазового состава притоков по абсолютным отметкам интервалов испытаний, приведенное на рисунке 4.18.

Из рисунка 4.18 следует, что водные (с признаками УВ) притоки зачастую получены преимущественно с более высоких отметок, чем притоки газоконденсата и нефти. К тому же низкодебитные смешанные притоки в большинстве случаев связаны с дефектами испытаний [111].

Тенденцию к расширению понятия «месторождение УВ» можно проследить на примере Уренгойской группы месторождений: выделяемых ранее отдельных Уренгойского, Восточно-Уренгойского, Ново-Уренгойского, Есетинского, Самбургского, Северо-Самбургского, Непонятого, геологическое единство залежей которых сейчас доказано, а границы месторождений условно приняты по границам ЛУ [171, 170, 197, 231]. Западными частями газоконденсатных залежей в отложениях ачимовской толщи Уренгойского месторождения, качественно вскрытыми скважинами, являются залежи так называемого Украинско-Юбилейного месторождения. Ждут своего открытия обширные промышленно значимые залежи УВ в отложениях ачимовской толщи и средней юры на

Медвежьем месторождении, на Юбилейном, Губкинском, Вынгаихинском, Вынгапуровском, Варьеганском, Комсомольском, месторождениях и в прилегающих депрессиях (например, Мариэттинский, Западно-Юбилейный, Западно-Медвежий и др. участки в Танловской и Нерутинской впадинах), в отложениях ачимовской толщи на Заполярном и Южно-Русском месторождениях.

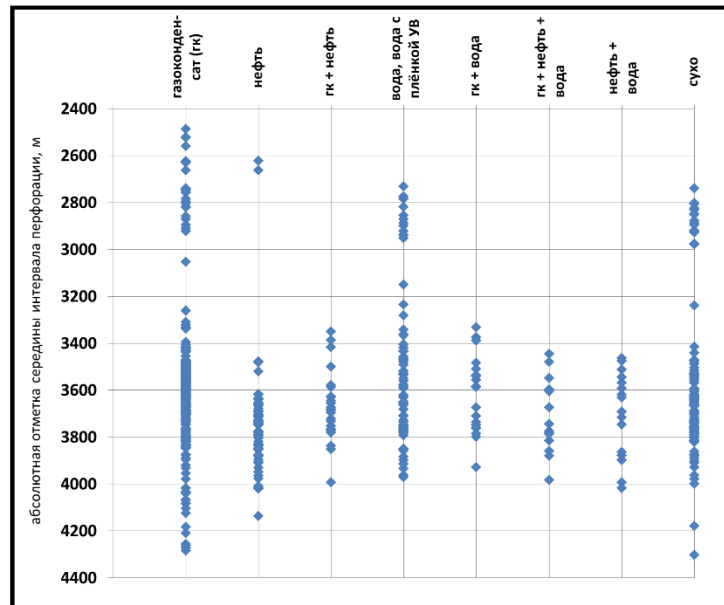


Рисунок 4.18 – Распределение фазового состава притоков из юрских и ачимовских отложений ЯНАО по абсолютным отметкам интервалов испытаний

Среднеюрские отложения с АВПД содержат в основном газовые залежи, нефтяные оторочки в этих отложениях присутствуют на Уренгойском и Восточно-Медвежьем поднятии, основная часть запасов УВ в среднеюрских отложениях Песцового, Ямбургского, Уренгойского месторождений, месторождений Ямальского и Гыданского полуостровов, представлена газоконденсатом. В отложениях же ачимовской толщи с АВПД большое количество нефтяных залежей, содержащих большие запасы и ресурсы нефти. По последним оценкам, запасы газа и нефти в ачимовской толще наиболее изученных бурением Уренгойского, Ямбургского и Восточно-Медвежьего (с Южно-Падинском) месторождений соотносятся как 2:1, 1:1 и 1:3 соответственно (при пересчете в тонны условного топлива). С одной стороны, это противоречит мнению о преимущественной

газоносности (а не нефтеносности) пластов с АВПД. С другой стороны, наличие в пластах с АВПД большого количества нефти есть логичное объяснение [109]. Наблюдаемую ситуацию можно объяснить более ранним присутствием в пластах нефти и последующим внедрением газа. В пользу такой гипотезы свидетельствует исключительно высокий газовый фактор нефтяных залежей с АВПД, который составляет около $500 \text{ м}^3/\text{т}$.

Аргументами такого сценария развития событий является соотношение числа залежей нефти и свободного газа на преимущественно нефтеносных и газоносных землях ЗС: число нефтяных оторочек и залежей на нефтегазоконденсатных месторождениях северных районов бассейна гораздо больше числа залежей свободного газа и природных газовых шапок на месторождениях УВ в Широтном Приобье, где слабые (по сравнению с севером бассейна) неотектонические движения не сопровождались широкомасштабным внедрением глубинного газа. О более молодом возрасте газовых залежей по сравнению с нефтяными свидетельствует и высота залежей нефти и газа. Дело в том, что в ЗС пластовые сводовые залежи газа обладают большей высотой, чем пластовые сводовые залежи нефти [109]. Так как подвижность газа больше подвижности нефти, данные о высоте залежей противоречат мнению об одинаковом возрасте залежей нефти и газа, говорят о более молодом возрасте газовых залежей по сравнению с нефтяными, менее высокими, и потому, возможно, разрушенными в большей степени, чем газовые. Нефти севера ЗС (например, из сеноманской залежи Русского месторождения [80]) подверглись сильной биодеградации. О том, что газоконденсатные и нефтяные залежи месторождений севера ЗС образовались в ходе неотектонического внедрения газа в более старые нефтяные залежи свидетельствует и химический состав конденсатов и нефтей зоны АВПД. Например, нефти Уренгойского месторождения лёгкие, газовый фактор нефтей очень высок, он составляет $278\text{-}483 \text{ м}^3/\text{т}$, потенциальное содержание C_5 и высших гомологов метана в пластовой газоконденсатной смеси составляет $128\text{-}380 \text{ г}/\text{м}^3$, по плотности нефти (в пластовых условиях - $0,59\text{-}0,77 \text{ г}/\text{см}^3$, в поверхностных - $0,817\text{-}0,832 \text{ г}/\text{см}^3$) и конденсаты ($0,785 \text{ г}/\text{м}^3$ в поверхностных условиях) близки.

Нефти и конденсаты Ямбургского месторождения имеют схожий с нефтями и конденсатами Уренгойского месторождения состав и свойства. Растворенные в нефти газы представлены в основном метаном (75-83%). Газ сепарации газоконденсатных смесей представлен в основном метаном (80-91%). Главным отличием конденсата от нефти является не столько химический состав, сколько фазовое состояние в пластовых условиях: конденсаты находятся в газообразном агрегатном состоянии, нефти – в жидком. Именно поэтому без специальных исследований бывает невозможно отличить конденсат от легкой нефти. Перечисленные данные о составе и свойствах УВ отложений ачимовской толщи и средней юры говорят, что газоконденсатные смеси в этих отложениях на Уренгойском и близлежащих месторождениях могли образоваться в результате механического смешения нефти донеогенового возраста и глубинного неогенового газа, имеющего в основном метановый состав.

Практически лишены нефти большинство месторождений УВ на Ямальском и Гыданском полуостровах. Широкое распространение получило и АВПД в недрах этих районов (рисунок 4.19). Здесь находится Харасавэйское месторождение, для которого характерна минимальная в ЗС глубина зоны АВПД (около 2200 м), что гораздо меньше, чем на соседнем Бованенковском месторождении (2600 м). Залежи газоконденсата в пластах групп ТП и БЯ Харасавэйского и Бованенковского месторождений, залегающие вне зоны АВПД – геологически отдельные объекты, обладающие отдельными газо-водяными контактами (ГВК). Однако залежи газоконденсата в среднеюрских отложениях этих месторождений гораздо более обширные: так, по мнению автора диссертации, общий контур имеют залежи в среднеюрских отложениях Харасавэйского и Восточно-Харасавэйского (где продуктивность среднеюрских отложений не доказана испытаниями, но уверенно определяется по данным ГИС) и, возможно, Бованенковского месторождений. Изучение бурением в 2013-15 гг. ниже- и среднеюрских отложений Тамбейской группы преподнесло «сюрпризы»: открытие в них газоконденсатных залежей с АВПД ($K_a=1,9-2,1$) на Тасийском, Северо-Тамбейском и Западно-Тамбейском поднятиях. На Западно-Тамбейском месторождении впервые на полуострове Ямал

из отложений ачимовской толщи был получен фонтанный приток газоконденсатной смеси.

Таким образом, мнение автора диссертации о том, что на большей части Ямало-Гыданской синеклизы характерна, как и в Надым-Газовской синеклизе, повсеместная насыщенность УВ (в первую очередь – газом и газоконденсатом) глубоких горизонтов с АВПД, обосновывается не только отбраковкой некондиционных данных, но и новейшим фактическим материалом, получаемым в качественно пробуренных скважинах.

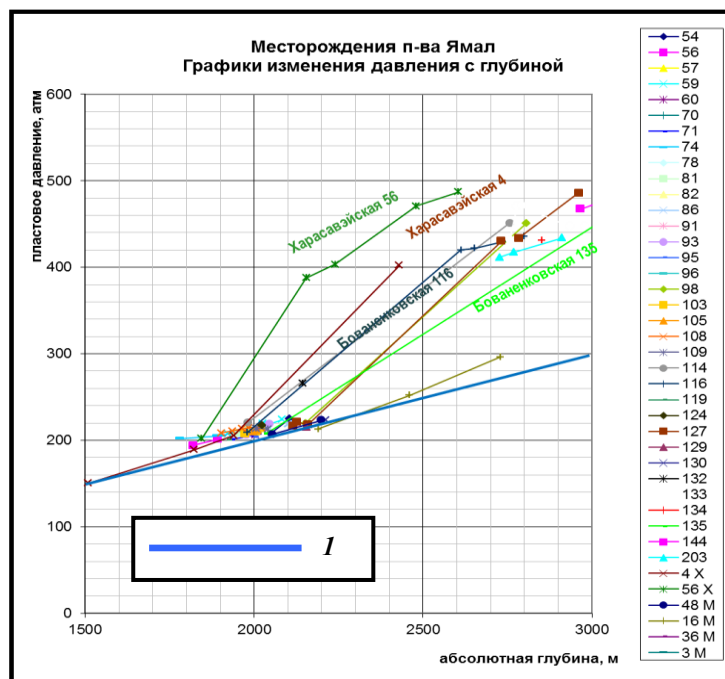


Рисунок 4.19 - Графики изменения пластового давления с глубиной в скважинах месторождений полуострова Ямал (1-линия значений условного гидростатического давления)

Приведенные выше доводы, подкрепленные фактическими данными, свидетельствуют, что запасы газа в отложениях ачимовской толщи и средней юры с АВПД значительно недооценены. Возможно, в определенной степени это связано с тем, что в геологической общественности (в том числе среди членов ГКЗ) бытует мнение о нерентабельности разработки большей части залежей УВ в отложениях ачимовской толщи и средней юры с АВПД. Это мнение основано на неблагоприятной статистике результатов испытания поисково-разведочных

скважин. Однако, если принять во внимание доводы о высоком проценте некачественно пробуренных и испытанных поисково-разведочных скважин (глава 3), то делать вывод о слишком низких добывных свойствах этих отложений преждевременно. Чтобы понять истинный экономический потенциал залежей с АВПД ЗС, следует изучить опыт их разработки.

Наиболее масштабным реализуемым проектом разработки залежей с АВПД является добыча газоконденсата из ачимовских отложений Уренгойского месторождения [204]. В эксплуатационный объект объединены два пласта $Aч_{3-4}$ и $Aч_5^{2-3}$, эксплуатацию которых предполагается осуществлять как вертикальными эксплуатационными скважинами, так и скважинами с субгоризонтальным окончанием. На Уренгойском ЛУ бурение эксплуатационных скважин по запроектированной сетке, интенсификация притока путем гидроразрыва пласта (ГРП) с закачкой пропанта и добыча продукции (газа и конденсата) осуществляется ООО «Газпром добыча Уренгой» и АО «Ачимгаз». В целом фактические показатели (фонд скважин, объем извлеченной продукции, пластовое давление, дебиты отдельных скважин) близки к проектным. За 9 лет реализации проекта разработки, средний «рабочий» дебит эксплуатационных скважин (из пластов $Aч_{3-4}$ и $Aч_5^{2-3}$, эксплуатируемых совместно) составлял около 440 тыс.м³/сут пластового газа [168]. Выработка запасов неравномерна: 90% продукции поступает из пласта $Aч_{3-4}$, что объясняется разработчиками его гораздо лучшими ФЕС, по сравнению с нижележащим пластом $Aч_5^{2-3}$. В начале реализации проекта пластовое давление в эксплуатируемых пластах составляло 59,8-60 МПа.

В отличие от пласта $Aч_5^{2-3}$, в котором уменьшение пластового давления за период эксплуатации снизилось только вблизи скважин, в пласте $Aч_{3-4}$ сформировалась воронка депрессии, в которой пластовое давление уменьшилось на 5МПа, что проявляется при освоении новых скважин, пробуренных в воронку депрессии. Эксплуатационные скважины, пробуренные вблизи границы ЛУ вскрыли воронку депрессии, образованную при разработке этих пластов на сопредельном Восточно-Уренгойском ЛУ ЗАО «Роспан Интернешнл». Таким образом, доказано гидродинамическое единство залежей газа Уренгойского и

Восточно-Уренгойского месторождений. В ходе эксплуатации было установлено гораздо более высокое, чем считалось на этапе разведки, содержание в пластовом газе конденсата. Проект разработки газоконденсатных залежей в отложениях ачимовской толщи на Уренгойском ЛУ реализуется вполне успешно и с выгодой для недропользователя. По прогнозам ПАО «Газпром», освоение запасов УВ ачимовской толщи позволит ООО «Газпром добыча Уренгой» добывать из этих залежей ежегодно более 10 % российского газа [101].

Анализ связи флюидодинамических процессов с нефтегазоносностью ЗС показал, что формирование аномально высоких флюидальных давлений (АВПД и АВПод) обусловлено эндогенными процессами и связано с особенностями геологического строения и развития бассейна. Глубинная зона АВПД «маркируется» проявлениями активного тектонического режима (интенсивное прогибание в юре и мелу, активное дифференцированное неотектоническое воздымание с формированием линейных складок) и связана с широкомасштабной газо- и нефтеносностью линзовидных, гидродинамически изолированных резервуаров юры и ачимовской толщи неокома.

По итогам детального анализа результатов поисково-разведочных работ и разработки залежей УВ с АВПД установлено, что залежи УВ в зоне АВПД имеют широкое распространение, их положение практически не контролируется структурным планом, а запасы и ресурсы зачастую недооценены. Опыт разработки газоконденсатных залежей с АВПД на Уренгойском ЛУ говорит об экономической выгоде освоения подобных залежей в современных условиях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе рассмотрены разные аспекты миграции УВ, в первую очередь, газообразных - углеводородных газов и газоконденсатных смесей, миграция нефти, воды и других веществ уделено мало внимания. Такая избирательность автора не лишена оснований. Во-первых, мигрантоспособность нефти и воды на порядки меньше, чем газа, поэтому вопросы о миграции нефти и других жидких веществ относятся к разряду дискуссионных. Назначение же данной работы – обоснование квалификации аспиранта, поэтому рассмотрение изученных слишком мало, и потому дискуссионных вопросов не является целесообразным: все выводы должны быть аргументированы достаточно, чтобы не идти вразрез с научными убеждениями большей части ученого сообщества. Во-вторых, объект изучения – северные и арктические районы ЗС, ЛУ ПАО «Газпром» и прилегающие территории – традиционные районы добычи газа, а не нефти. Запасы газа и конденсата на большей части района исследования превышают запасы нефти, подавляющее количество залежей УВ на большей части района исследования (Надым-Газовская, Ямало-Гыданская, Южно-Карская синеклизы) – газовые и газоконденсатные.

В качестве прямых признаков современной миграции УВ газов в диссертации приведены аномалии сейсмической записи, связанные с миграцией УВ. Описано несколько типов таких объектов, в их числе и так называемые аномальные кольцевые зоны или АКЗ (А.А.Нежданов, 2012 г.). Приведены результаты бурения скважин, доказывающие природу АКЗ: они являются кинематическими аномалиями сейсмической записи цилиндрической формы. Подтверждена гипотеза о том, что АКЗ являются вертикальными зонами газонасыщения с АВПД - каналами миграции УВ газов в концентрированной форме. Закартированы крупные АКЗ, с которыми связаны многозалежные месторождения УВ, в т.ч. пока неоткрытые (Сопочная, Огненная, Яровская, Кубинская, Снежная, Невская, Нярмейская и др. площади).

Приведены аргументы в пользу миграционной, газодинамической природы АВПД в глубоких горизонтах ЗС. Собраны материалы о пластовом давлении по данным испытаний скважин, ГИС (метод А.И.Гальченко), размещения АКЗ. Практически значимым результатом данной работы явилась и модель поля флюидальных давлений глубоких горизонтов ЗС. Установлены основные закономерности изменения АВПД по площади и по разрезу: рост коэффициента аномальности пластового давления (K_a) с глубиной по разрезу скважин, региональное увеличение K_a к наиболее прогнутым частям бассейна, локальное увеличение K_a к сводам антиклинальных поднятий. Изучена связь системы АВПД севера ЗС с геологическим строением, тектоникой, сделаны выводы о связи АВПД с активностью гео- и флюидодинамических процессов.

Установлена пространственная связь распространения залежей газа и газоконденсата с зонами АВПД и линейными складками с повышенной амплитудой. Таким образом, по мнению автора диссертации, установлена генетическая связь тектонической активности, вертикальной миграции УВ газов и АВПД. Миграция газов УВ состава происходила на преимущественно газоносных землях ЗС в неогене-антропогене, одновременно с образованием вытянутых амплитудных складок, осложняющих борта грабен-рифтов, и была обусловлена раскрытием трещинной ёмкости нижних слоёв осадочного чехла вследствие тектонических движений.

Поскольку логичным выводом из установленной связи является повсеместная насыщенность УВ газом горных пород с АВПД, автором проведен анализ характера и дебитности притоков газоконденсата, нефти и воды в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты с АВПД на ЛУ ПАО «Газпром». В результате установлено отсутствие зависимости нефтегазоносности пластов ачимовской толщи и тюменской с АВПД от гипсометрического положения. Это позволяет оптимистично оценивать перспективы прироста запасов УВ в депрессионных зонах северной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, где развиты АВПД.

Рассмотрены другие, более дискуссионные аспекты флюидодинамики: связь миграции газов с тепловым полем ЗС, результаты поверхностных газогеохимических съёмок в ЗС. Аргументов, раскрывающих значение представленных в этой главе данных для изучения роли флюидодинамических процессов в образовании и размещении залежей УВ, у автора настоящей кандидатской диссертации недостаточно. Тем не менее, в этой главе приведены фактические данные, которые рассматриваются частью научного сообщества в качестве проявлений флюидодинамических процессов.

В процессе выполнения данной работы открылись многочисленные пробелы в системе знаний о процессах миграции УВ и их влиянии на формирование месторождений нефти и газа. Это связано с ослабленным вниманием научного сообщества к процессам миграции УВ, которое долгое время было сконцентрировано на проблеме генезиса УВ месторождений. С этим связана и крайне слабая изученность месторождений УВ и других объектов, потенциально связанных с процессами миграции УВ. Даже сейсморазведкой МОГТ 3D, ведущим дистанционным методом исследования недр, покрыто далеко не каждое из крупных по запасам месторождений нефти и газа. Качество имеющихся сейсморазведочных данных, даже 3D, зачастую, не удовлетворительное, что часто связано со сложными поверхностными условиями северных и арктических районов ЗС (неравномерный слой ММП, заболоченность, крупные водоёмы). Другие методы полевой геофизики (высокоточная гравиметрия, электроразведка) и вовсе являются экзотикой, такие материалы имеются лишь в единичных случаях. Для поверхностных геохимических исследований (ПГИ) нет единой методики проведения, что делает их результаты несопоставимыми. Охват месторождений УВ ПГИ в ЗС так же невелик, ПГИ, как относительно недорогим методом, изучаются, в основном, лишь перспективные на нефть и газ площади, открытые же месторождения остаются неизученными.

Что касается флюидодинамических структур, таких как АКЗ, то их изучению внимание не уделяется вовсе. Как было показано в работе, они вскрыты лишь единичными скважинами (Хальмерпаютинская, Пяяхинская, Юрхаровская АКЗ),

опыт геохимических (Харасавэйская АКЗ) и электроразведочных (Юрхаровская АКЗ) работ и вовсе уникальны.

Миграция УВ по трещинам в горных породах, хотя и признана большинством ученых, изучена слабо. К сожалению, даже богатый опыт разведки и разработки гигантских месторождений УВ, в плане влияния трещиноватой ёмкости на запасы и отборы УВ, описан лишь немногими исследователями.

Представленные автором материалы и установленные закономерности показывают, что изучение влияния флюидодинамических процессов на формирование и размещение залежей УВ является важным направлением в геологии нефти и газа. Поэтому разбуривание поднятий, осложненных АКЗ, доразведка резервуаров с АВПД качественным бурением, закрытие месторождений УВ сейсморазведкой МОГТ 3D, электроразведкой методом ЗСБ, поверхностными геохимическими съемками по единой методике, обобщение опыта разведки и разработки месторождений для изучения роли миграции УВ в формировании залежей – вот список задач на будущее. Их решение позволит открыть новые и, что ещё более важно, эффективнее осваивать уже открытые месторождения и залежи УВ в северных и арктических районах ЗС, где сконцентрировано около 25% мировых ресурсов природного газа.

ЛИТЕРАТУРА**а) Опубликованная:**

1. Авербух, А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке / А.Г. Авербух. - М.: Недра, 1982. - 232 с.
2. Агалаков, С.Е. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири / С.Е. Агалаков, О.В. Бакуев // Геология нефти и газа. - 1992. - №11. - С. 25-28.
3. Акрам, Х. Обзор гидродинамических исследований в открытом и обсаженном стволе модульными испытателями пластов на кабеле MDT/CHDT / Х.Акрам, В. Ашуров // Нефтегазовое обозрение. - Осень 2005. - С. 30-45.
4. Акулинчев, Б.П. Об информативности коэффициентов аномальности пластовых давлений в нефтегазовой гидродинамике [Электронный ресурс] / Б.П.Акулинчев, А.А. Орлов // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. - Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/vol_3/akulinchev.pdf
5. Александров, Л.Б. Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах / Л.Б. Александров. - М.: Недра, 1987. - 216 с.
6. Аникиев, К.А. Аномально высокие пластовые давления в нефтяных и газовых месторождениях / К.А. Аникиев. Ленинград: Недра, 1964. - 168 с.
7. Аникиев, К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ / К.А. Аникиев. - Л.: Недра, 1971. - 167 с.
8. Антипин, Я.О. Обоснование методов трехмерного геологического моделирования нефтегазонасыщенности залежей продуктивных пластов / Я.О.Антипин, С.Н. Гончаров, Е.И. Аленникова // Недропользование XXI век. - 2015. - №3. - С. 144-150.
9. Аплонов, С.В. Геодинамика глубоких осадочных бассейнов / С.В.Аплонов. - СПб: Изд-во Санкт-Петербургского университета, 2000. - 60 с.
10. Аплонов, С.В. Геофизический анализ эволюции литосферы / С.В.Аплонов. - СПб: Изд-во Санкт-Петербургского университета, 1998. - 90 с.

11. Баталин, О.Ю. Конденсационная модель образования залежей нефти и газа / О.Ю. Баталин, Н.Г. Вафина. - М.: Наука, 2008. - 248 с.
12. Белоконь-Карасева, Т.В. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений севера Западной Сибири по данным сверхглубокого бурения / Т.В. Белоконь-Карасева, С.Е. Башкова, Г.Л. Беляева, Ю.А. Ехлаков, В.И. Горбачев // Геология нефти и газа. - 2006. - №6. - С. 3-9.
13. Белоносков, А.Ю. Новые подходы в проведении геохимических нефтепоисковых исследований / А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносков, Р.И. Тимшанов // Горные ведомости. - 2011. - № 6(85). - С. 104-110
14. Бембель, Р.М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р.М. Бембель, В.М. Мегеря, С.Р. Бембель. - 2-е изд. Тюмень: Вектор Бук, 2003. - 224 с.
15. Бембель, С.Р. Геология и картирование особенностей строения месторождений нефти и газа Западной Сибири / С.Р. Бембель. Тюмень: ТИУ, 2016. - 215 с.
16. Блинов, И.В. Поиск связи АВПД с нефтегазовой продуктивностью отложений Баженовской свиты [Электронный ресурс] / И.В. Блинов // Электронное научное издание "Георазрез". Выпуск 2009.01 (03). - Режим доступа: http://www.georazrez.ru/download/2009/03/Blinov-Poisk_svyazi_AVPD_s_produkktivnostyu.pdf
17. Богоявленский, В.И. Перспективы нефтегазоносности больших глубин Южно-Карского региона / В.И. Богоявленский, И.Д. Полякова // Арктика: экология и экономика. - 2012. - №3.- С. 92-103.
18. Богоявленский, В.И. Угроза катастрофических выбросов газа из криолитозоны Арктики. Воронки Ямала и Таймыра / В.И. Богоявленский // Бурение и нефть. - 2014. - №9. - С.13-18.
19. Большаков, Ю.Я. Геологические основы эффективности использования недр: методические указания по проведению лабораторных работ для студентов специальности 130101.65 "Прикладная геология": учебное пособие / Ю.Я. Большаков. - Тюмень: Издательский центр БИК ТюмГНГУ, 2012. - 36 с.

20. Большаков, Ю.Я. О природе промышленной нефтеносности баженовской свиты / Ю.Я. Большаков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2014. - № 1. - С.4-9.

21. Бондарев, В.Л. Геохимические исследования в пределах южного купола Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения / В.Л. Бондарев, М.Ю.Миротворский, В.Б. Зверева, А.П. Новиков, С.С. Семутин, Г.И. Облеков, В.В.Черепанов, В.Т. Гудзенко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2009. - №4. - С.30-48.

22. Бондарев, В.Л. Условия формирования непромышленных скоплений УВГ в надпродуктивных отложениях полуострова Ямал и геохимические методы диагностики их природы / В.Л. Бондарев, М.Ю. Миротворский, Р.М. Шайдуллин, В.Т. Гудзенко. М.: ЗАО "НПЦ Геохимия", ООО Надымгазпром", 2004. - 182 с.

23. Бородкин, В.Н. Инверсионные кольцевые структуры как один из критериев прогноза нефтегазоносности / В.Н. Бородкин, В.И. Кислухин, И.И.Нестеров (мл.), Ю.Н. Федоров // Горные ведомости. - 2006. - № 10. - С. 24-39.

24. Бородкин, В.Н. Представление об условиях формирования залежей УВ и их связи с фазовым и физико-химическим составом углеводородных систем / В.Н.Бородкин // Горные ведомости. - 2004. - №7. -С. 60-78

25. Брагинский, О.Б. Нефтегазовый комплекс мира / О.Б. Брагинский. М.: Изд. "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2006. - 640 с.

26. Валяев, Б.М. О генезисе изотопно-легкого метана нефтегазовых месторождений / Б.М. Валяев, Г.А. Титков, М.Ю. Чудецкий // Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. - М.: ГЕОС, 2002. - С. 108-134.

27. Валяев, Б.М. Распространение и ресурсы метана газовых гидратов / А.Н.Дмитриевский, Б.М. Валяев // Наука и техника в газовой промышленности. - 2004. - № 1-2. - С. 5-13.

28. Василевский, В.Н. Исследование нефтяных пластов и скважин / В.Н.Василевский, А.И. Петров. - М.: Недра, 1973. - 344 с.

29. Васильев, В.Г. Проблема нефтеносности Западносибирской низменности / В.Г. Васильев. Нефтяное хозяйство. -1937. - №6. - С. 63-71.

30. Вассоевич, Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти / Н.Б. Вассоевич. - М.: Наука, 1986. - 368 с.
31. Влияние вертикальной миграции флюидов на формирование залежей нефти и газа / А.М. Волков, Н.Н. Поплавский, Н.Н. Ростовцев, А.В. Рыльков, Г.М.Шинкеев // Тр. ЗапСибНИГНИ. - 1968. - выпуск 8. - 275 с.
32. Высоцкий, И.В. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 1. Европа. Северная и Центральная Америка / И.В.Высоцкий. - М.: Недра, 1976. - 600 с.
33. Вышемирский, В.С. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты / В.С. Вышемирский, Н.П. Запывалов, Ж.О.Бадмаева и др. - Новосибирск: Наука, 1984. - 192 с.
34. Гаврилов, В.П. Геодинамическая модель нефтегазоносности Западной Сибири / В.П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 2012. - №3. - С.60-68.
35. Гальченко, А.И. Деформационная модель образования давлений в породах осадочных пород / А.И. Гальченко // Эффективность геофизических исследований при разведке нефтяных и газовых месторождений Тюменской области: сборник научных трудов. - Тюмень: Изд-во ЗапСибНИГНИ, 1988. - С. 72-78.
36. Гальченко, А.И. Способы оценки и прогноза геофлюидальных давлений по данным ГИС в нефтегазовых районах Западной Сибири: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.12 / Гальченко Анатолий Иванович. - М., 1990. - 20 с.
37. Гальченко, А.И. Характеристика поровых и пластовых давлений в геологических разрезах Западной Сибири / А.И. Гальченко, Н.И. Громонщикова, И.Н. Лебедев // Эффективность геофизических исследований при разведке нефтяных и газовых месторождений Тюменской области: сборник научных трудов. - Тюмень: Изд-во ЗапСибНИГНИ, 1988. - С. 78-85.
38. Гатаулин, Р.М. Кольцевые структуры - "газовые трубы" севера Западной Сибири / Я.Р. Адиев, Р.М. Гатаулин // Геофизика. - 2003. - Специальный выпуск к 70-летию "Башнефтегеофизики". - С. 23-33.

39. Геологический словарь: в 3 т. / под ред. О.В. Петрова. 3-е изд., перераб. и доп. - СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2012. Том 3. Р-Я. - 440 с.
40. Геология СССР. Том XXXIII. Остров Сахалин. Геологическое описание. - М.: Недра, 1970. - 432 с.
41. Гиршгорн, Л.Ш. Дисгармоничные поднятия в осадочном чехле севера Западно-Сибирской плиты / Л.Ш. Гиршгорн // Советская геология. - 1987. - №4. - С.63-71.
42. Гиршгорн, Л.Ш. Поднятия чехла над глубинными кольцевыми депрессиями на севере Западной Сибири / Л.Ш. Гиршгорн, В.Г. Кабалык // Советская геология. - 1990. - №1. - С.57-63.
43. Голошубин, Г.М. Дисперсия скорости и затухание сейсмических волн в изотропно-трещиноватой среде / Г.М. Голошубин, А.Г. Крылова // Технологии сейсморазведки. - 2016. - № 4. - С. 51-55.
44. Гончаров, И.В. Роль различных видов миграции углеводородов в формировании залежей нефти и газа в Западной Сибири (на основе геохимических данных) / И.В. Гончаров, С.В. Фадеева, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов, М.А. Веклич // Нефтяное хозяйство. – 2016. - №4. – С.12-17.
45. Горбунов, С.А. Идеальный седиментационный тренд в сейсмопалеогеоморфологических исследованиях / С.А. Горбунов // Горные ведомости. - 2004. - №8. - С. 69-73.
46. Горбунов, С.А. Региональная система корреляции и индексации ачимовских резервуаров на севере Западной Сибири / С.А. Горбунов, В.В.Огибенин, Ю.И. Пятницкий, А.А. Нежданов, А.А. Сподобаев // Экспозиция Нефть Газ. - 2016. - №6. - С. 16-21.
47. Горбунов, С.А. Анализ временных толщин (хронопикнометрия) как метод повышения геологической информативности сейсморазведочных данных / С.А. Горбунов, А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, Ю.И. Пятницкий, Д.Я. Хабибуллин, Ю.А. Загоровский // Геология нефти и газа. - 2016. - №2. - С. 67-76.

48. Губкин, И.М. Учение о нефти / И.М. Губкин. - 2-е изд., перераб. и доп. - Москва-Ленинград, ОНТИ НКТП Главная редакция горно-топливной и геолого-разведочной литературы, 1937. - 459 с.
49. Гуревич, А.Е. Давление пластовых флюидов / А.Е. Гуревич, М.С.Крайчик, Н.Б. Батыгина и др. Л.: Недра, 1987. - 223 с.
50. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ и их парагенезисы: материалы Всероссийской конференции, 22-25 апреля 2008 г. / Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. и др. - М.: ГЕОС, 2008. - 625 с.
51. Джевандшир, Р.Д. Геофизические методы изучения геофлюидальных давлений / Л.А. Буряковский, Р.Д. Джевандшир, Р.Ю. Алиярв. - Баку: ЭЛМ, 1986. - 146 с.
52. Добрецов, Н.Л. Динамика нефтегазоносных бассейнов в Арктике и сопредельных территориях как отражение мантийных плюмов и рифтогенеза / Н.Л.Добрецов, О.П. Полянский, В.В. Ревердатто, А.В. Бабичев // Геология и геофизика. - 2013, - Т. 54, - № 8, С. 1145-1161.
53. Добрынин, В.М. Геолого-геофизические методы прогнозирования anomalно высоких пластовых давлений / В.М. Добрынин, В.А. Серебряков. - М.: Недра, 1978. - 231 с.
54. Добрынин, В.М. Геолого-геофизические методы прогнозирования anomalных пластовых давлений / В.М. Добрынин, В.А. Серебряков. - М.: Недра, 1989. - 287 с.
55. Добрынин, В.М. Определение anomalно высоких поровых давлений в глинистых породах методом компрессионной кривой / В.М. Добрынин, В.А.Серебряков, А.Д. Сребродольский // Геология нефти и газа. - 1982. - №5. - С. 25-28.
56. Добрынин, В.М. Определение anomalности пластовых давлений по электрометрии скважин / В.М. Добрынин, Ю.А. Лимбергер // Нефтяное хозяйство. - 1971. - №10. - С.69-74.
57. Дрибус, Дж.Р. Сокровища под соляными толщами / Дж.Р. Дрибус, М.Джексон, Дж. Капур, М. Смит // Нефтегазовое обозрение. - Осень 2008. - С. 4-21.

58. Дюнин, В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов / В.И. Дюнин. - М.: Научный мир, 2000. - 471 с.
59. Дюнин, В.И. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов / В.И. Дюнин, А.В. Корзун. М.: Научный мир, 2005. - 524 с.
60. Дюнин, В.И. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. Обзорная информация / В.И. Дюнин, А.В. Корзун. - М.: Научный мир, 2003. - 98 с.
61. Евсеев, Г.П. Неотектонические показатели распределения нефти и газа в Западной Сибири / Г.П. Евсеев, И.Л. Кузин // Тр. ЗапСибНИГНИ. - 1973. - вып. 70. - С. 137-141.
62. Жданов, М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М.А. Жданов. - М.: Недра, 1970. - 488 с.
63. Жеро, О.Г. Тектоника доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты в связи с нефтегазоносностью палеозоя и триас-юрских отложений: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 04.00.17 / Жеро Олег Генрихович. - Новосибирск, 1984. - 492 с.
64. Журавлев, А.В. Возможности нестандартного анализа сейсмических материалов для поисков полезных ископаемых (на примере Охотско-Курильского региона) / А.В. Журавлев. - М.: ВНИИОЭНГ, 1995. - 44 с.
65. Журнал всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева. - 1986. - Том XXXI. - №05. - С. 482-586.
66. Заватский, М.Д. Зависимость наземных полей концентраций углеводородных газов от нефтеносности осадочного чехла в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / М.Д. Заватский // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2008. - № 2. - С. 9 - 16.
67. Заватский, М.Д. Изучение полей концентраций углеводородных газов в поверхностных природных сорбентах в связи с поисками и разведкой залежей нефти и газа в Западной Сибири: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Заватский Михаил Дмитриевич. - Тюмень, 2009. - 206 с.

68. Зайцева, Ю.Л. Влияние повышенных пластовых давлений на коллекторские свойства среднеюрских песчаников в отрицательных структурах запада Томской области / Ю.Л. Зайцева // Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири: материалы 2-й научно-практической конференции. - Новосибирск: СНИИГГиМС, 2015. - С. 47-49.
69. Запывалов, Н.П. Геологические предпосылки и методика поисков залежей нефти в палеозое на юге Западной Сибири / Н.П. Запывалов // Советская геология. - 1979. - № 3. - С. 22-37.
70. Запывалов, Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения [Электронный ресурс] / Н.П. Запывалов // Нефтегазовая геология. Теория и практика: электрон. науч. журнал. - 2011. - Т. 6. - № 3. - С. 1-11. - Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/6/28_2011.pdf
71. Запывалов, Н.П. Нефтегазовая наука и практика XXI века: новые идеи и парадигмы / Н.П. Запывалов // Горные ведомости. - 2016. - № 1-2 (140-141). - С. 56-59
72. Запывалов, Н.П. Нефтегазовый потенциал палеозойского фундамента Западной Сибири: прогнозы и реальность / Н.П. Запывалов // Геол. журн. - 2006. - № 1. - С.26-37.
73. Запывалов, Н.П. Реабилитационные циклы - основа эффективного нефтяного недропользования / Н.П. Запывалов // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 13-25 апреля 2015 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология" : Сб. материалов в 3 т. - 2015. - Т. 1. - С. 43-47
74. Ибраев, В.И. Прогноз аномальных давлений в терригенных отложениях Западной Сибири на основе комплексирования геофизических методов / В.И. Ибраев // Геология нефти и газа. - 1993. - №11. - С. 23-26.
75. Ибраев, В.И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей (на примере Западно-Сибирской

нефтегазоносной провинции): автореф. дис. ... д-ра тех. наук: 25.00.10 / Ибраев Валерий Иванович. - М., 2006. - 35 с.

76. Ибраев, В.И. Прогнозирование напряженного состояния коллекторов и флюидоупоров нефтегазовых залежей в Западной Сибири / В.И. Ибраев. - Тюмень: ОАО "Тюменский дом печати", 2006. - 208 с.

77. Иванов, К.С. Выдающийся геолог - Святослав Несторович Иванов / К.С. Иванов, Н.С. Иванов, Е.И. Богданова, В.А. Коротеев, А.И. Русин // Уральский геологический журнал. - 2013. - № 2 (92). - С. 55 - 82.

78. Калицкий, К.П. Геология нефти / К.П. Калицкий. Петроград: Типо-литография Народ. Комиссариата Путей Сообщения, 1921. - 224 с.

79. Карогодин, Ю.Н. Пространственно-временные закономерности концентрации гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный аспект) / Ю.Н. Карогодин // Георесурсы. - 2006. - №1. - С.28-30.

80. Каширцев, В.А. Выделение адамантановых углеводородов из нефти сеноманских отложений Русского месторождения / О.Н. Бакланова, А.В. Лавренов, В.А. Каширцев, О.В. Горбунова, А.В. Василевич, Е.Н. Кудря, И.И. Нестеров, В.Н.Меленевский, Е.А. Фурсенко // Нефтехимия. - 2016. - Т. 56. - № 2. - С. 115-119

81. Керимов, В.Ю. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов / В.Ю. Керимов, М.З. Рачинский. - М.: ООО "Издательский дом Недра", 2011. - 599 с.

82. Конторович, А.Э. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э.Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов и др. -М.: Недра, 1975. - 680 с.

83. Конторович, В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири / В.А. Конторович // Геология и геофизика. - 2009. - Т. 50. - № 4. - С. 461-474

84. Краюшкин, В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти / В.А.Краюшкин. - Киев: Наукова думка, 1984. - 176 с.

85. Крицук, Л.Н. Подземные льды Западной Сибири / Л.Н. Крицук. - М.: Научный мир, 2010. - 352 с.

86. Кудрявцев, Н.А. Генезис нефти и газа / Н.А. Кудрявцев. - Л.: Недра, 1973. - 216 с.
87. Кузнецов, Г.С. О коэффициентах газонасыщенности пласта ПК Южно-Тамбейского месторождения / Г.С. Кузнецов, Д.В. Ровнин, Е.Е. Селиванова // Горные ведомости. - 2013, - №5, - С. 52-56.
88. Курчиков, А.Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А.Р. Курчиков, Б.Л. Ставицкий. - М.: Недра, 1987. - 136 с.
89. Курчиков, А.Р. Необходимость применения геохимической съемки при подготовке структур к эксплуатационному бурению на примере Тямкинского и Усть-Тегусского месторождений (Уватский район Тюменской области) / А.Р.Курчиков, Д.В. Емельянов, Р.И. Тимшанов, А.Ю. Белоносков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2013. - № 6. - С. 25-38
90. Курчиков, А.Р. Подтверждение генетической модели флюидомиграции углеводородов из баженовской свиты в нижнемеловые отложения Западной Сибири на базе сейсморазведки МОВ ОГТ-3Д / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, А.С.Недосекин, О.А. Смирнов, О.В. Феоктистова // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология" (г. Новосибирск, 18-22 апреля 2016 г.): Сборник материалов в 4 т.. - 2016. - Т. 1. - С. 88-93
91. Кучерук, Е.В. Современные представления о природе аномально-высоких пластовых давлений / Е.В. Кучерук, Л.П. Шендерей // Итоги науки и техники. Серия "Месторождения горючих полезных ископаемых". - М.: ВИНТИ, 1975. - Т.6. - 165 с.
92. Ларин, В.Н. Гипотеза изначально гидридной Земли / В.Н. Ларин. М.: Недра, 1975. - 73с.
93. Левин, А.М. Конструкционные материалы и герметики в вакуумном машиностроении / А.М. Левин. М.: Машиностроение, 1986. - 60 с.

94. Леворсен, А. Геология нефти и газа / А. Леворсен: Пер. с англ. - М.: Мир, 1970. - 640 с.
95. Летников, Ф.А. Флюидный режим эндогенных процессов рудообразования / Ф.А. Летников // Геология и геофизика. - 2006. - Т.47. - №12. - С. 1296-1307.
96. Лимбергер, Ю.А. Проблема освоения бажендовской свиты и её решение / Ю.А. Лимбергер // Oil&Gas Journal Russia. - 2016. - №7. - С. 44-50.
97. Литвин, И.И. Морфология и формирование поля давления зоны преимущественного газонакопления Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / И.И. Литвин, А.И. Лурье, В.М. Абеленцев и др. Вып.9. Сер. Информационное обеспечение общесоюзных научно-технических программ. - М.: ВНИИЭгазпром, 1989. - 35 с.
98. Ломтев, В.Л. Признаки газоносности западного борта Татарского трога (Японское море) / В.Л. Ломтев, К.Ю. Торгашов, В.Н. Патрикеев // Вестник ДВО РАН. - 2008. - №6. - С. 63-71.
99. Маврицкий, Б.Ф. Западно-Сибирский артезианский бассейна (гидрогеология, геотермия и палеогидрогеология) / Б.Ф. Маврицкий // Тр. ЛГГП АН СССР. - 1962. -Т.XXXIX. - 150 с.
100. Магара, К. Уплотнение пород и миграция флюидов / К. Магара: Пер. с англ. - М.: Недра, 1982. - 295 с.
101. Маркелов, В.А. Обоснование стратегии освоения ачимовских отложений Уренгойского месторождения / В.А. Маркелов, В.В. Черепанов, А.Г.Филиппов, С.К. Ахмедсафин и др. // Газовая промышленность. - 2016. - №1. - С. 40-45.
102. Мегеря, В.М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли / В.М. Мегеря. - М.: Локус Станди, 2009. - 256 с.
103. Мелик-Пашаев, В.С. Аномально высокие пластовые давления на нефтяных и газовых месторождениях / В.С. Мелик-Пашаев, Э.М. Халимов, В.Н.Серегина. - М.: Недра, 1983. - 181с.

104. Меркулов, А.В. Изотопно-геохимическая диагностика газов из межколонных пространств эксплуатационных неокомских скважин Ямбургского и Заполярного НГКМ / С.И. Голышев, С.К. Ахмедсафин, Н.Л. Падалко, А.В.Меркулов и др. // XX симпозиум по геохимии изотопов им. акад. А.П.Виноградова. ГЕОХИ РАН 12-14 ноября 2013 г.: Тезисы докладов. - М.: Акварель, 2013. - С. 106-109.

105. Муслимов, Р.Х. Определяющая роль фундамента осадочных бассейнов в формировании постоянной подпитки (возобновлении) месторождений / Р.Х.Муслимов // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 3. - С. 24-29.

106. Муше, Ж.П. Аномальные пластовые давления в процессе бурения / Ж.П. Муше, А. Митчелл: Пер. с англ. - М.: Недра, 1991. - 287 с.

107. Наливкин, В.Д. Анализ влияния различных факторов на размещение и формирование месторождений нефти и газа (на примере платформенных областей) / Тр. ВНИГРИ, вып. 295: под ред. В.Д. Наливкина, В.С. Лазарева. - Л.: Недра, 1971. - 325 с.

108. Наумов, А.Л. К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна / А.Л. Наумов // Геология и геофизика. - 1977. - №10. С. 38-47.

109. Наумов, А.Л. Модель абиогенного происхождения нефти по материалам Западной Сибири / А.Л. Наумов, Т.М. Онищук // Исследования и разработки по неорганическому направлению в нефтяной геологии (материалы Кудрявцевских чтений 1988 года). - Л.: ВНИГРИ, 1989. - С.116-128.

110. Наумов, А.Л. Региональные тектонические перестройки и газоносность Западной Сибири / А.Л. Наумов, Т.М. Онищук, Н.П. Дядюк, А.Е. Иващенко, Г.А.Киргинцева, В.А. Романенков // Геотектоника. - 1983. - №5. - С. 67-73.

111. Нежданов, А.А. Анализ геолого-разведочных работ на антиклинальных структурах и перспективы открытия новых залежей УВ на действующих месторождениях / В.В. Огибенин, А.А. Нежданов, С.А. Скрылев, Ю.И. Тырцов // XVI Координационное геологическое совещание ОАО "Газпром" (г. Геленджик, 24-30 апреля 2011 г.). - М.: ООО "Газпром экспо", 2013. - С. 3-12.

112. Нежданов, А.А. Аномальные пластовые давления в залежах различных типов мезозоя Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.Н. Бородкин, Н.Х. Кулахметов // Труды ЗапСибНИГНИ, вып. 144. - 1977. - С. 77-89.

113. Нежданов, А.А. Ачимовский нефтегазоносный комплекс - главный объект поисков и разведки новых зон углеводородов на месторождениях ОАО "Газпром" в Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, С.А. Горбунов и др. // Мат-лы XV Координационного геологического совещания ОАО "Газпром". - М.: Газпром экспо, 2010. - С. 31-39.

114. Нежданов, А.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.А. Пономарев, Н.А. Туренков, С.А. Горбунов. - М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. - 218 с.

115. Нежданов, А.А. Грязевой вулканизм на севере Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.Ф. Новопашин, В.В. Огибенин // Сборник научных трудов ООО "ТюменНИИгипрогаз". - Тюмень: Флат, 2011. - С. 74-79.

116. Нежданов, А.А. Направление геологоразведочных работ и перспективы прироста запасов УВ сырья ООО "Надымгазпром" / А.А. Нежданов, Г.В. Магденко, В.В. Огибенин, Н.А. Туренков, Г.И. Облеков // Материалы XII Координационного совещания ОАО "Газпром". М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007. - С.102-113.

117. Нежданов, А.А. Перспективы и технологии поисков и разведки залежей углеводородов в ачимовских и юрских отложениях Ямало-Ненецкого автономного округа / С.К. Ахмедсафин, В.В. Рыбальченко, А.В. Меркулов, М.Г. Жариков, С.А. Варягов., А.А. Нежданов, С.А. Горбунов, В.В. Огибенин, А.А. Сподобаев, Ю.А. Загоровский // Геология нефти и газа. - 2016. - №2. - С. 11-17.

118. Нежданов, А.А. Перспективы нефтегазоносности и основные направления изучения глубоких горизонтов севера Западной Сибири / В.С. Парасына, А.А. Нежданов, С.А. Скрылев и др. // XIII Координационное геологическое совещание ОАО "Газпром". - М.: ИРЦ Газпром, 2008. - С. 15-27.

119. Нежданов, А.А. Перспективы обнаружения новых крупных и уникальных месторождений углеводородов на территории Ямало-Ненецкого

автономного округа / С.А. Скрылев, А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, С.К.Ахмедсафин // Мат-лы XV Координационного геологического совещания. - М.: Газпром экспо, 2010. - С. 10-20.

120. Нежданов, А.А. Поиски крупных и уникальных залежей УВ в фундаменте Западно-Сибирского бассейна - актуальная задача нефтегазовой геологии / А.А. Нежданов, С.А. Скрылев, С.А. Горбунов и др. // Сб. докл. всерос. науч. конф. "Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности" - Тюмень - Новосибирск: СО РАН - СибНАЦ, 2008. - С. 156-159.

121. Нежданов, А.А. Пропущенные залежи углеводородов как резерв прироста запасов на месторождениях ОАО "Газпром" в Западной Сибири / А.А.Нежданов, С.А. Скрылев, Г.В. Магденко и др. // XIII Координационное геологическое совещание ОАО "Газпром". - М.: ИРЦ Газпром, 2008. - С. 234-245.

122. Нежданов, А.А. Пути повышения эффективности геологоразведочных работ в Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, С.А. Горбунов и др. // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Мат-лы междунар. акад. конф., Тюмень 20-22 ноября 2007 г. - Тюмень: ЗапСибНИИГГ, 2008. - С. 4-9.

123. Нежданов, А.А. Ретроспективный анализ эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, А.В. Давыдов // Газовая промышленность. - 2014. - Спецвыпуск "Рынок природного газа в России: проблемы и перспективы". - С. 113-118.

124. Нежданов, А.А. Роль дегазации Земли в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири / А.А. Нежданов, А.Д. Авраменко, И.И. Халиулин // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы: материалы Всероссийской конференции. - М.: ГЕОС, 2008. - С. 340-342.

125. Нежданов, А.А. Роль флюидодинамических процессов в формировании месторождений УВ севера Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, А.С.Смирнов, В.В. Касьянов, А.А. Сподобаев // XVI Координационное

геологическое совещание ОАО "Газпром" (г. Геленджик, 23-30 апреля 2011 г.). - М.: Газпром экспо, 2013. - С. 40-54.

126. Нежданов, А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Нежданов Алексей Алексеевич. - Тюмень, 2004. - 453 с.

127. Нежданов, А.А. Строение и перспективы газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири / А.А. Нежданов, В.В. Огибенин, С.А. Скрылев // Газовая промышленность. - 2012. - Спецвыпуск "Нетрадиционные ресурсы нефти и газа". - С. 32-37.

128. Нестеров, И.И. Генезис и формирование залежей углеводородного сырья / И.И. Нестеров // Геология нефти и газа. - 2004. - № 2. - С. 38-47

129. Нестеров, И.И. Инновационные импортозамещающие прорывные технологии в геологии, не имеющие аналогов за рубежом / И.И. Нестеров // Горные ведомости. - 2016. - № 5-6 (144-145). - С. 36-58

130. Нестеров, И.И. Нефтегазоносность битуминозных глин баженовской свиты Западной Сибири / И.И. Нестеров // Советская геология. - 1980. - № 11. - С. 3-10

131. Нестеров, И.И. Палеозойские седиментационные бассейны Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / И.И. Нестеров // Горные ведомости. - 2004. - №7. - С. 18-25.

132. Николаевский, В.Н. Геомеханика и флюидодинамика / В.Н. Николаевский. М.: Недра, 1996. - 447 с.

133. Обжиров, А.И. Нефтегазоносность и газогидраты в Охотском море / А.И. Обжиров, Е.В. Коровицкая, Н.Л. Пестрикова, Ю.А. Телегин // Подводные исследования и робототехника. - 2012. - № 2(14). - С. 55-62.

134. Орлов, А.А. Аномальные пластовые давления в нефтегазоносных областях Украины / А.А. Орлов. - Львов: Вища школа, 1980. - 187 с.

135. Павленкова, Н.И. Результаты сейсмических исследований верхней мантии на территории России / Г.А. Павленкова, Н.И. Павленкова // Сейсмические

исследования земной коры: Сб. докл. Международ. научн. конф., г. Новосибирск, Академгородок, 23-25 ноября 2004 г. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. - С. 375 - 381.

136. Павленкова, Н.И. Роль дегазации Земли в глобальной геодинамике / Н.И. Павленкова // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь. - М.: ГЕОС, 2010. - С. 400-403.

137. Панченко, Г.Г. Принципы оптимизации проектных решений в строительстве скважин (на примере Западной Туркмении) / Г.Г. Панченко, А.Б.Перенглиев и др. Тематический сборник научных трудов ТуркменНИПИнефть, вып. XIV. - Баку: Азернешр, 1975. - 84 с.

138. Попов, И.П. Об универсальности модели залежей углеводородов и повышении эффективности их разработки / И.П. Попов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1993. - № 11-12. - С. 35-39.

139. Попов, И.П. Учет фильтрационно-емкостной модели коллекторов при подсчете и разработке залежей нефти и газа / И.П. Попов // Экспресс-информ. Сер.: Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 1990. - № 2. - С. 28-33.

140. Попов, И.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / Н.П.Запивалов, И.П. Попов. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2003. - 198 с.

141. Проблема поисков нефти в нижнемеловых и юрских отложениях на севере Тюменской области / под ред. Н.В. Кольмаберг. Труды ЗапСибНИГНИ. - 1973. - вып. 70. - 221 с.

142. Пузырев, Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Введение в общую сейсмологию / Н.Н. Пузырев. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. - 301с.

143. Розин, А.А. Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование / А.А. Розин. Новосибирск: Наука, 1977. - 99 с.

144. Рудкевич, М.Я. Закономерности в размещении преимущественно нефтеносных и газоносных районов на севере Западно-Сибирской провинции / М.Я.Рудкевич // Тр. ЗапСибНИГНИ. - 1973. - вып. 70. - С. 117-131.

145. Рудкевич, М.Я. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна / М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранская, Н.Ф. Чистякова и др. - М.: Недра, 1988. - 303 с.
146. Рудкевич, М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности / М.Я. Рудкевич. - М.: Недра, 1974. - 184 с.
147. Рудкевич, М.Я. Тектоника Западно-Сибирской плиты и ее районирование по перспективам нефтегазоносности / М.Я. Рудкевич. // Тр. ЗапСибНИГНИ. - 1969. вып. 14. - 278 с.
148. Саранча, А.В. Разработка баженовской свиты на Ай-Пимском месторождении / А.В. Саранча, Д.А. Митрофанов, И.С. Саранча, С.М. Овезова // Современные проблемы науки и образования. - 2015. - №1. - С. 204-211.
149. Саранча, А.В. Разработка баженовской свиты на Ульяновском месторождении / А.В. Саранча, В.В. Гарина, Д.А. Митрофанов, И.С. Саранча // Фундаментальные исследования. - 2015. - № 2 (часть 11). - С. 2356 - 2359.
150. Саранча, А.В. Результаты опытно-промышленной разработки баженовской свиты на Западно-Сахалинском месторождении / А.В. Саранча, В.В.Гарина, Д.А. Митрофанов, Е.Е. Левитина // Фундаментальные исследования. - 2015. - № 2. - С. 3052 - 3055.
151. Скоробогатов, В.А. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала / В.А. Скоробогатов, Л.В. Строганов, В.Д. Копеев. - М.: Недра- Бизнесцентр, 2003. - 352 с.
152. Славин, В.И. Аномально высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов / М.Д. Белонин., В.И. Славин, Д.В. Чилингар. - СПб: Недра, 2005. - 323 с.
153. Славин, В.И. Аномально-высокие пластовые давления. Происхождение, прогноз, проблемы освоения залежей углеводородов: автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук в форме научного доклада: 04.00.17 / Славин Вячеслав Исаевич. - СПб., 1997. - 53 с.
154. Соин, Д.А. Сверхгидростатические пластовые давления в геофлюидалльной системе природных резервуаров нижнего мела и юры Ямальской

нефтегазоносной области Западной Сибири / Д.А. Соин // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сборник научных трудов. - М.: Газпром ВНИИГАЗ. - 2010. - С.63-67.

155. Соин, Д.А. Термобарические условия размещения скоплений углеводородов в мезозойских толщах и прогноз нефтегазоносности юрских отложений Ямальской области Западной Сибири: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Соин Дмитрий Александрович. - М., 2010. - 24 с.

156. Соколов, Б. А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования / Б.А. Соколов, Э. А. Абля. - М.: ГЕОС, 1999. - 76 с.

157. Соколов, В.А. Миграция газа и нефти / В.А. Соколов. - М.: Изд-во АН СССР, 1956. - 352 с.

158. Соколовский, А.П. Условия формирования скоплений УВ в Западной Сибири / А.П. Соколовский // Геология нефти и газа. - 1989. - №4. - С. 2-9.

159. Сподобаев, А.А. Критерии корреляции отражённых волн в клиноформной толще / А.А. Сподобаев // Геофизика. - 2013. - №6. - С. 12-18.

160. Старобинец, И.С. Факторы, определяющие формирование аномальных геохимических полей над скоплениями углеводородов / И.С. Старобинец, М.В.Обухова // Особенности технологии геохимических методов поисков месторождений нефти и газа: Тезисы докл. школы-семинара. Алма-Ата, 1990. - С. 10-11.

161. Сурков, В.С. Консолидированная кора платформенных областей Сибири / В.С. Сурков, А.И. Варламов, А.С. Ефимов, М.П. Гришин, В.Л. Кузнецов, В.С. Старосельцев, В.И. Лотышев, Л.В. Смирнов // Разведка и охрана недр. - 2007. - № 8. - С. 3-9

162. Сурков, В.С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. - М.: Недра, 1981. - 143 с.

163. Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах. - М.: Госгортехнадзор, 2001. - 81 с.

164. Тимурзиев, А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования недр до технологии поисков и

разведки глубокозалегающих месторождений углеводородов / А.И. Тимурзиев, Г.Н.Гогоненков // Вести газовой науки. - 2012. - № 1 (9). - С. 68-84.

165. Тимурзиев, А.И. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: тектонофизический и флюидодинамический аспекты (в связи с нефтегазоносностью): автореф. дис. ... д-ра геол. - минерал. наук: 25.00.03 / Тимурзиев Ахмет Иссакович. - Москва, 2009.

166. Тимшанов, Р.И. Динамика концентраций ароматических углеводородов C₆-C₈ в приповерхностных средах в связи с прямыми геохимическими поисками залежей нефти / А.Р. Курчиков, А.Ю. Белоносов, Р.И.Тимшанов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2010. - № 4. - С. 44-48

167. Трушкова, Л.Я. Клиноформы неокома - уникальный тип нефтегазоносных резервуаров Западной Сибири / Л.Я. Трушкова, В.П. Игошкин, Ф.З. Хафизов. - СПб.: ВНИГРИ, 2011. - 125 с.

168. Тюрин, В.П. Особенности эксплуатации газоконденсатных скважин с пологим окончанием в условиях АВПД и низких ФЕС (на примере ачимовских отложений Уренгойского НГКМ) / В.П. Тюрин, Д.Г. Фатеев, А.А. Ефимов, Н.А.Завьялов // Экспозиция Нефть Газ. - 2016. - №7. - С. 40-45.

169. Улыбин, О.А. Особенности формирования структуры пустотного пространства терригенных пород юры и нижнего мела в условиях аномальных пластовых давлений севера Западной Сибири / О.А. Улыбин, Л.П. Гмид // Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД: Сб. научн. трудов. - Л.: ВНИГРИ, 1987. - С. 79-83.

170. Фертль, У.Х. Аномальные пластовые давления / У.Х. Фертль: Пер. с англ. - М.: Недра, 1980. - 398 с.

171. Хаин, В.Е. Геофлюидодинамический фактор в тектонике и нефтегазоносности осадочных бассейнов / В.Е. Хаин, Б.А. Соколов, Н.В.Марасанова // Геология нефти и газа. - 1988. - № 1. - С.60-62.

172. Чекалюк, Э.Б. Нефть верхней мантии Земли / Э.Б. Чекалюк. - Киев: Наукова думка, 1967. - 258 с.

173. Шагиев, Р.Г. Исследование скважин по КВД / Р.Г. Шагиев. - М.: Наука, - 1998. - 304 с.
174. Шалагин, В.П. Прогноз АВПД в Ямало-Тазовской мегасинеклизе в связи с поисками нефти и газа: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 04.00.17 / Шалагин Валерий Павлович. - Тюмень, 1990. - 182 с.
175. Шелихов, А.П. Магнитно-плотностная модель района Хальмерпаютинского месторождения / А.П. Шелихов // Горные ведомости. - 2008. - № 2. - С. 56-59.
176. Шилов, Г.Я. Геофлюидалные давления и их роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа / В.Г. Мартынов, В.Ю. Керимов, Г.Я. Шилов, М.З. Рачинский. - М.: ИНФРА (Научная мысль), 2013. - 347 с.
177. Шилов, Г.Я. Сравнительный анализ распределения поровых и пластовых давлений в разрезах нефтегазовых месторождений Ямальского региона / Г.Я. Шилов // Газовая промышленность. - 2010. - №9. - С.24-27.
178. Эринчек, П.Т. Опробование залежей с АВПД на площадях севера Западной Сибири / П.Т. Эринчек // Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД: Сб. научн. трудов. - Л.: ВНИГРИ, 1987. - С. 138-142.
179. Яницкий, И.Н. Гелиевая съёмка / И.Н. Яницкий. М.: Недра, 1979. - 96 с.
180. Ярковский, И.О. Всемирное тяготение как следствие образования весомой материи внутри небесных тел / И.О. Ярковский. М.: Типо-лит. Т-ва И.Н.Кушнерев и К°, 1889. - 388 с.
181. Aminzadeh, F. Hydrocarbon Phase Detection and Ather Application of Chimney Technology / F. Aminzadeh, D. Connoly // AAPG Int. Conference, Cancun, 2004.
182. Boatman, W.A. Shale density key to safer, faster drilling / W.A. Boatman // J. Pet. Tech. - 1967. - vol.19.
183. Bowers, G.L. Pore pressure estimation from velocity data: Accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction / G.L. Bowers // IADC/SPE Drilling conference proceedings. - 1994. - P. 515-530
184. BPstats. Statistical Review of World Energy 2015. BP. - 46 P.

185. Domenico, S.N. Effect of water saturation on seismic reflectivity of sand reservoirs encased in shale / S.N. Domenico // *Geophysics*. - 1974. - №39. - P. 759-770.
186. Eaton, B.A. Graphical method predicts geopressure worldwide / B.A. Eaton // *World Oil*. - 1972. - vol. 182. - P. 51-56.
187. Foster, J.B. Estimation of formation pressures from electrical surveys-offshore Louisiana / J.B. Foster, H.E. Whalen // *J. Pet. Tech.* - 1966. - vol.18. - №2. - P. 165 - 171.
188. Goloshubin, G. Elastic properties of fluid-saturated fractured rock / V.Korneev, G. Goloshubin // *SEG New Orleans Annual Meeting*. - 2015. - P. 3202-3208.
189. Heggland, R. Hydrocarbon migration and Accumulation Above Salt Domes-Risking of Prospects by the use of Gas Chimney / R. Heggland // *Processing of 24-th Annual GCSSEPM Foundation Bob F. Perkins Research Conference, "Salt-Sediment Interaction and Hydrocarbon Prospectivity: Concepts, Application, and case Studies for the 21st Century"*, Desember 5-8, 2004, Houston.
190. Hottman, C. Estimation of formation pressures from log-derived shale properties / C. Hottman, R. Johnson // *J. Pet. Tech.* - 1965. - June. - vol.17. - №6. - P. 717 - 722.
191. Illing, V.C. Origin of pressure in oilpools / V.C. Illing // *Science of Petroleum*. - 1938. - vol. 1. P. 224 - 229.
192. Jorden, J.R. Application of drilling performance data to overpressure dataction / J.R. Jorden, O.J. Shirley // *J. Pet. Tech.* - 1966. - Nov. - vol.18. - №11.
193. Keep, C.E. Drilling against high rock pressures with particular reference to operations conducted in the Khaur field, Punjab / C.E. Keep, H.L. Ward // *Journal of the Institution of Petroleum Technologists*. - 1934. - P. 990-1013.
194. Krejci-Graf, K. Erdoel / K. Krejci-Graf. - Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH, 1936. - 164 P.
195. MacGregor, J.R. Quantitative determination of reservoir pressures from conductivity log / J.R. MacGregor // *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.* - 1965. - Sept. - vol. 49. - №9.

196. Magara, K. Upward and downward migrations of fluids in the subsurface / K. Magara // Bull. Can. Pet. Geol. - 1969. - 17. - P. 20-46.

197. Pennebaker, E.S. Seismic data indicate depth, magnitude of abnormal pressures / E.S. Pennebaker // World Oil. - 1968. - June. - vol. 166. - №7.

198. Reynolds, E.B. Prediction overpressured zones with seismic data / E.B.Reynolds // World Oil. - 1970. - October. - P. 78-82.

199. Scholl, D. Sub-Sea-Floor Methane in the Bering Sea-USGS Emeritus Describes Possible Gas-Hydrate Accumulations to the Geophysical Society of Alaska [Электронный ресурс] / D. Scholl, G. Barth, J. Childs, H. Gibbons. - Режим доступа: <http://soundwaves.usgs.gov/2007/04/research3.html>

200. Terzaghi, K. Theoretical soil mechanics / K. Terzaghi. John Wiley and Sons Inc., 1943. 526 P.

201. Zoeller, W.A. Determine pore pressures from MWD gammaray logs / W.A.Zoeller // World Oil J. - 1984. - March. - P. 97-102.

б) Фондовая:

202. Авторский надзор за реализацией поисково-разведочных работ на Ямбургском, Северо-Парусовом и Южно-Парусовом лицензионных участках ООО"Газпром добыча Ямбург": отчет о НИР / Тырцов Ю.И. и др. - Тюмень: ООО"ТюменНИИгипрогаз", 2010. - 420 с.

203. Анализ эффективности проведенных геологоразведочных работ, подтверждаемости ресурсной базы и обоснование величин ожидаемых запасов углеводородов на территории севера Западной Сибири: отчет о НИР / Янкин А.Е. и др. - Тюмень: НАО "СибНАЦ", 2017. - 372 с.

204. Единая технологическая схема разработки залежей углеводородного сырья ачимовских отложений Уренгойского месторождения: отчет о НИР / Нестеренко А.Н. и др. - Тюмень: ООО "ТюменНИИгипрогаз", 2011. - 3083 с.

205. Изучение возможности прогнозирования аномальных давлений комплексом промыслово-геофизических методов в разведочных районах

Главтюменьгеологии: отчет о НИР / Гальченко А.И., Нелепченко О.М., Громонщикова Н.И. - Тюмень: ЗапСибВНИИГеофизика, 1979. - 442 с.

206. Исследование геохимических полей на территории Тазовского лицензионного участка для повышения эффективности ГРП: отчет о НИР / Гушин В.А., Рыльков А.В., Заватский М.Д. и др. - Тюмень: ООО "ЭКСИС", 2003. - 136 с.

207. Каталог стратиграфических разбивок по объединению "Ямалнефтегазгеология": отчет о НИР / А.Л.Наумов и др. - Тюмень: ТТЭ, партия III, 1988. - 138 с.

208. Корректировка запасов УВ в залежах мелового и юрского возраста Бованенковского месторождения на основе новой геологической модели: отчет о НИР / Драцов В.Г., Колотущенко Л.Д., Кондратьева Л.А., Вотякова Т.А., Закуражнова И.А., Колесникова Л.С., Лебедева Г.Г., Левченко А.А., Моценко Л.И., Чурикова И.В. - М.: ООО "ЦНИП ГИС", 2008. - 532 с.

209. Оперативный пересчет запасов газа, конденсата и нефти ачимовских отложений Уренгойского л.у. Уренгойского НГКМ: отчет о НИР / Тюрин В.П., Вяльцев В.В., Загорнов С.О., Шишкин Р.А. и др. - Тюмень: ООО "ТюменьНИИгипрогаз", 2016. - 284 с.

210. Оперативный подсчет запасов углеводородов ачимовских отложений Уренгойского и Северо-Самбургского месторождений: отчет о НИР / Дорошенко А.А., Нестеренко А.Н., Огибенин В.В. и др. - Тюмень: ООО "ТюменьНИИгипрогаз", 2010. - 2715 с.

211. Оперативный подсчет запасов углеводородов газоконденсатной залежи пласта Ач₁¹⁷ Ямбургского месторождения: отчет о НИР / Вяльцев В.В. и др. - Тюмень: ООО "ТюменьНИИгипрогаз", 2014. - 277 с.

212. Оперативный подсчет запасов углеводородов залежи ЮГ₂¹ Западно-Юрхаровского месторождения: отчет о НИР / Селиванова И.А. - Тюмень: ООО "НОВАТЭК НТЦ", 2014. - 276 с.

213. Оперативный подсчет запасов углеводородов Песцового месторождения: отчет о НИР / Дорошенко А.А. и др. - Тюмень: ООО "Газпром геологоразведка", 2014. - 234 с.

214. Оперативный подсчет запасов углеводородов по результатам геологоразведочных работ на Ямбургском НГКМ по состоянию на 01.11.2009 года: отчет о НИР / Степанов А.Ю., Стельмах О.А. и др. - Новый Уренгой: ООО "Газпром бурение", 2010. - 84 с.

215. Оперативный подсчет запасов углеводородов Ямбургского месторождения (Харвутинский участок): отчет о НИР / Вяльцев В.В. и др. - Тюмень: ООО "ТюменНИИгипрогаз", 2014. - 222 с.

216. Отчет о выполнении полевых электроразведочных работ в пределах Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения, Западно-Юрхаровского месторождения, Новоюрхаровского участка недр (по договору №11-юр от 14.01.13): отчет о НИР / Буддо И.В. и др. - Иркутск: ЗАО "Иркутское электроразведочное предприятие", 2013. - 72 с.

217. Отчет о работе Восточно-Харасавейской сейсморазведочной партии №21/79-80 в зимний период 1979-1980 г.г. в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области: отчет о НИР / Князева Л.Н., Иванова Л.Ф., Быков В.Д. и др. - Лабитнанги: Ямалнефтегазгеофизика, 1982. - 137 с.

218. Отчетный баланс запасов нефти, газа и компонентов ООО "Газпром добыча Ямбург" за 2008 год: отчет о НИР / Петров Г.Ф., Карпук Л.Б. и др. - Новый Уренгой: ООО "Газпром добыча Ямбург", 2008. - 155 с.

219. Отчетный баланс запасов нефти, газа и компонентов ООО "Газпром добыча Ямбург" за 2009 год: отчет о НИР / Ахмедсафин С.К., Карпук Л.Б. и др. - Новый Уренгой: ООО "Газпром добыча Ямбург", 2009. - 85 с.

220. Отчетный баланс запасов нефти, газа и компонентов ООО "Ямбурггаздобыча" за 2003 год: отчет о НИР / Зинченко И.А. и др. - Новый Уренгой: ООО "Ямбурггаздобыча", 2003. - 82 с.

221. Отчетный баланс запасов нефти, газа и компонентов ООО "Ямбурггаздобыча" за 2006 год: отчет о НИР / Зинченко И.А. и др. - Новый Уренгой: ООО "Ямбурггаздобыча", 2006. - 77 с.

222. Отчетный баланс запасов УВ за 2007 год по ООО "Ямбурггаздобыча" (нефть, газ, конденсат, этан, пропан, бутан): отчет о НИР / Зинченко И.А. и др. - Новый Уренгой: ООО "Ямбурггаздобыча", 2007. - 91 с.

223. Оценка перспектив нефтегазоносности и добывных возможностей доюрского и юрского продуктивных комплексов на территории деятельности ООО "Надымгазпром": отчет о НИР / Нежданов А.А. и др. - Тюмень: ООО "ТюменНИИгипрогаз". - 2006. - 204 с.

224. Подсчет запасов нефти, газа конденсата ачимовских отложений, залежей неокома (пласты БУ₁₆, БУ₁₇, БУ₁₈), юры (пласты ЮГ₂, ЮГ₃, ЮГ₄) Уренгойской группы месторождений по состоянию на 1.01.2003 г.: отчет о НИР / Дещеня Н.П., Михайлова Н.А., Жидков А.В. и др. - Тюмень: ОАО "Сибирский научно-аналитический центр", 2003. - 4954 с.

225. Подсчет запасов свободного газа и конденсата по Харасавэйскому месторождению Ямало-Ненецкого национального округа Тюменской области по состоянию на 01.02.1977 г.: отчет о НИР / Береснев Н.Ф. и Островская К.В. и др. - Тюмень: Главтюменьгеология, 1977. - 979 с.

226. Подсчет запасов углеводородов неокомских и ачимовских залежей на Северо-Пуровском газоконденсатном месторождении: отчет о НИР / Дорошенко А.А. и др. - Тюмень: ООО "ТюменНИИгипрогаз", 2011. - 1684 с.

227. Разработка и составление атласа геолого-технических характеристик разрезов с АВПД нефтегазовых месторождений Западной Сибири: отчет о НИР / Гальченко А.И., Старикова Т.И. - Тюмень: ЗапСибГеоНАЦ, 1999. - 23 с.

228. Регионально-поисковые работы комплексом аэроэлектроразведка-геохимическая съемка с использованием данных интерпретации геофизических съемок прошлых лет с целью выделения перспективных участков для постановки сейсморазведки и глубокого бурения в Уватском районе Тюменской области: отчет о НИР / Нежданов А.А. и др. - Тюмень: ЗапСибНИИГеофизика, 1994. - 22 с.

229. Создание базовой компьютерной системы анализа геолого-геофизических характеристик разреза для обеспечения эффективного бурения скважин и освоения нефтегазовых месторождений в условиях проявления аномально-высоких пластовых и поровых давлений (АВПД-АВПоД): отчет о НИР / Гальченко А.И. и др. - Тюмень: ООО ТюменНИИгипрогаз, 2000. - 33 с.

230. Условия формирования газовых месторождений и стратиграфия продуктивных отложений северо-западной части Западно-Сибирской низменности: отчет о НИР / Харитонов П.Е. - Тюмень: ТФ СНИИГГиМС, 1962. - 672 с.

231. Уточнение геологической модели (тематическое сопровождение геологоразведочных работ) Северо-Самбургского месторождения: отчет о НИР / Авраменко А.Д. и др. - Тюмень: ООО "ТюменНИИгипрогаз", 2010. - 144 с.