

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

«__» _____ 20 __ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Влияние литологической неоднородности и фильтрационных свойств пород на
выработку запасов нефти и газа Арчинского нефтегазоконденсатного
месторождения

Руководитель _____ ст. преподаватель Т.А. Гайдукова
подпись, дата

Выпускник _____ М.Д. Гаффоров
подпись, дата

Консультант: _____ Е.В. Мусяченко
Безопасность и экологичность _____
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

_____ Н.Г. Квеско

« ___ » _____ 20 ___ г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Гаффорову Мехрожбеку Дилоткор Угли

Группа ГБ17-03Б

Направление (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль подготовки – 21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: «Влияние литологической неоднородности и фильтрационных свойств пород на выработку запасов нефти и газа Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения».

Утверждена приказом по университету № 6346/С от 17.05.2021 г.

Руководитель ВКР: Т.А. Гайдукова, ст. преподаватель, ИНиГ СФУ, кафедра РЭНГМ.

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Арчинскому нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

1. Общая часть;
2. Геологическая часть;
3. Специальная часть;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

подпись

Т.А. Гайдукова

Задание принял к исполнению

подпись

М.Д. Гаффоров

« 20 » 01 2021 г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа по теме «Влияние литологической неоднородности и фильтрационных свойств пород на выработку запасов нефти и газа Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения», содержит 87 страниц, 14 таблицы, 23 рисунков и 72 использованных источника.

Объектом исследования в настоящей дипломной работе являются Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью дипломной работы было изучение строения и особенностей фильтрационно-емкостных свойств пород Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для достижения поставленной цели в настоящей работе помимо систематизации и обобщения был дополнительно использован принцип сравнительного анализа.

Исходными материалами послужил комплекс сейсморазведочных исследований и данные бурения параметрических, поисковых скважин, вскрывших палеозойский структурно-формационный комплекс на значительную глубину, результаты испытаний скважины, геофизических и гидродинамических исследований, а также фондовая и периодическая литература.

Выпускная квалификационная работа была выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, графические материалы выполнялись в графической программе Mapinfo Professional, Adobe Photoshop с использованием графического редактора Corel Draw 12; презентация к работе выполнена в Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
1 Общая часть	6
1.1 Географо-экономическая характеристика территории Арчинского месторождения	6
1.2 Географо-геофизическая изученность Арчинского месторождения.....	10
2 Геологическая часть.....	15
2.1 Геологическое строение	15
2.2 Тектоника	35
2.2.1 Тектоническое районирование	35
2.2.2 Особенности тектонического развития Нюрольской впадины.....	37
2.3 Нефтегазоносность.....	39
2.3.1 Нефтегазоносность доюрских образований	40
2.4 Гидрогеология	46
2.4.1 Водоносные комплексы Нюрольской впадины	46
2.4.2 Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов.....	50
3 Специальная часть.....	55
3.1 Методика исследований	55
3.2 Литологический состав и палеогеографические условия формирования карбонатных пород-коллекторов девонского возраста на площади Арчинского месторождения	55
3.3 Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород коллекторов вмещающих залежи углеводородов на Арчинском месторождении.....	59
3.4 Фильтрационно-емкостные характеристики коллектора пласта М ₁ (кора выветривания).....	64
3.5 Фильтрационно-емкостные характеристики по данным ГДИС.....	66
3.6 Коллекторские свойства отложений герасимовской свиты	68
4 Безопасность и экологичность.....	72
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	72
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	73
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	74
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	76
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	77
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	79
4.7 Экологичность проекта.....	80
Заключение	82
Список использованной литературы.....	83

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность Томской области, достигла значительного уровня добычи нефти и в последующем будет не только удерживать, но и повышать его. Однако восполнение минерально – сырьевой базы осуществляется низкими темпами. В настоящее время вероятность открытия новых крупных высокодебитных месторождений нефти и газа на территории Томской области очень невелика. Стоит заметить, что крупные месторождения находятся на 3 и 4 стадиях разработки. Улучшение сырьевой базы сводится к открытию новых перспективных более сложных в тектоническом и фациально-литологическом плане геологическим объектам. Такими объектами могут быть малые месторождения, приуроченные к Нюрольской впадине, связанные с зоной контакта мезозойских и палеозойских отложений, роль которых начинает возрастать в связи с существенным сокращением запасов крупных месторождений в результате их интенсивной выработки. До настоящего момента малые месторождения эксплуатировались только в двух случаях: либо находились вблизи от крупных месторождений, либо находились в районах с развитой инфраструктурой. Как раз в этом районе развитость инфраструктуры находится на высоком уровне.

Но на сегодняшний день малые месторождения приобретают все большее значение, а доюрские отложения претендуют на роль главного источника увеличения ресурсной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в ближайшем будущем.

Среди сибирских ученых, занимающихся проблемами палеозоя в Томской области, можно назвать: В.С. Суркова, О.Г Жеро, А.Э. Конторовича, З.Я. Сердюк, А.А. Трофимука, Н.П. Запивалова, Е. Е. Даненберга, Г. И. Тищенко, С.А. Степанова, А.С. Шатову и др.

В настоящее время фундамент в Томской области с полным правом может рассматриваться как самостоятельный объект поисковых работ. В данной работе производилось изучение собственно карбонатных отложений доюрского комплекса, при этом кора выветривания детально не изучалась. Что связано с ее слабой изученностью и необходимостью разработки отличной от использованной в данной работе методики исследования.

Целью дипломной работы было изучение строения и особенностей фильтрационно-емкостных свойств Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для достижения поставленной цели в настоящей работе помимо систематизации и обобщения был дополнительно использован принцип сравнительного анализа.

Исходными материалами послужил комплекс сейсморазведочных исследований и данные бурения параметрических, поисковых скважин, вскрывших палеозойский структурно-формационный комплекс на значительную глубину, результаты испытаний скважины, геофизических и

гидродинамических исследований, а также фондовая и периодическая литература.

1 Общая часть

1.1 Географо-экономическая характеристика территории Арчинского месторождения

В административном отношении территория исследований (юго-восточная часть Нюрольской впадины) расположена в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности на участке Обь-Иртышского междуречья, в пределах Парабельского района на юге Томской области (рисунок 1.1).

Западно-Сибирская равнина, имеющая площадь около 3,5 млн. км², - одна из величайших равнин мира. Поверхность равнины имеет форму амфитеатра, открытого на север. По ее южной, восточной и западной окраинам преобладают наклонные равнины, возвышенности, плато, а в центральных частях – низменности. Томская область расположена в юго-восточной части этого огромного амфитеатра [Евсеева Н.С. 2001]. Объект исследований расположен в южной части Томской области.

На территории области выделяются Кетско-Тымская, Чулымская, Приаргинская, Восточно-Барабинская и Васюганская наклонные равнины.

Территория, к которой приурочена Нюрольская впадина относится к Васюганской наклонной равнине. Васюганская наклонная равнина занимает практически все левобережье Оби. Абсолютные высоты ее в пределах области не превышают 166 м. Рельеф рассматриваемой площади плоский, сильно заболоченный (до 70%).

Климат Томской области является переходным от умеренно-континентальной Русской равнины к резко-континентальному Восточной Сибири. Тронов М.В. – выдающийся климатолог, географ – определил его как континентально-циклонический.

Температура воздуха – один из важнейших элементов климата: она обуславливает тепловые различия воздушных масс и связанные с ними воздушные течения.

Формирование облачности и осадков. Многие аспекты геологоразведки и добычи полезных ископаемых зависят от температуры воздуха.

Среднегодовая температура на исследованной территории отрицательна и изменяется от -0,6 до 1,5. Минимальная температура приходится на январь и не всегда является самым холодным месяцем. В редкие годы теплыми бывают ноябрь и март. Холодный период с температурой ниже 0оС длится в области 180-200 дней. Максимальная температура приходится на июль. Летом температурный режим более устойчив, чем зимой. Средняя температура 18°. Продолжительность периода с температурой выше 0° 165-182 дней.

Особенности циркуляции атмосферы на юго-востоке Томской области обуславливают преобладание юго-западных и южных ветров. В летние месяцы давление над территорией области понижается, а над Арктикой повышается, что приводит к повторяемости северных ветров [Евсеева Н.С. 2001]. В годовом ходе первый максимум скорости ветра отмечается в мае, а во второй – в

октябре. Повторяемость слабых ветров (<3 м/с) более 60%. Сильные ветры (>20 м/с) крайне редки 3-4 %.

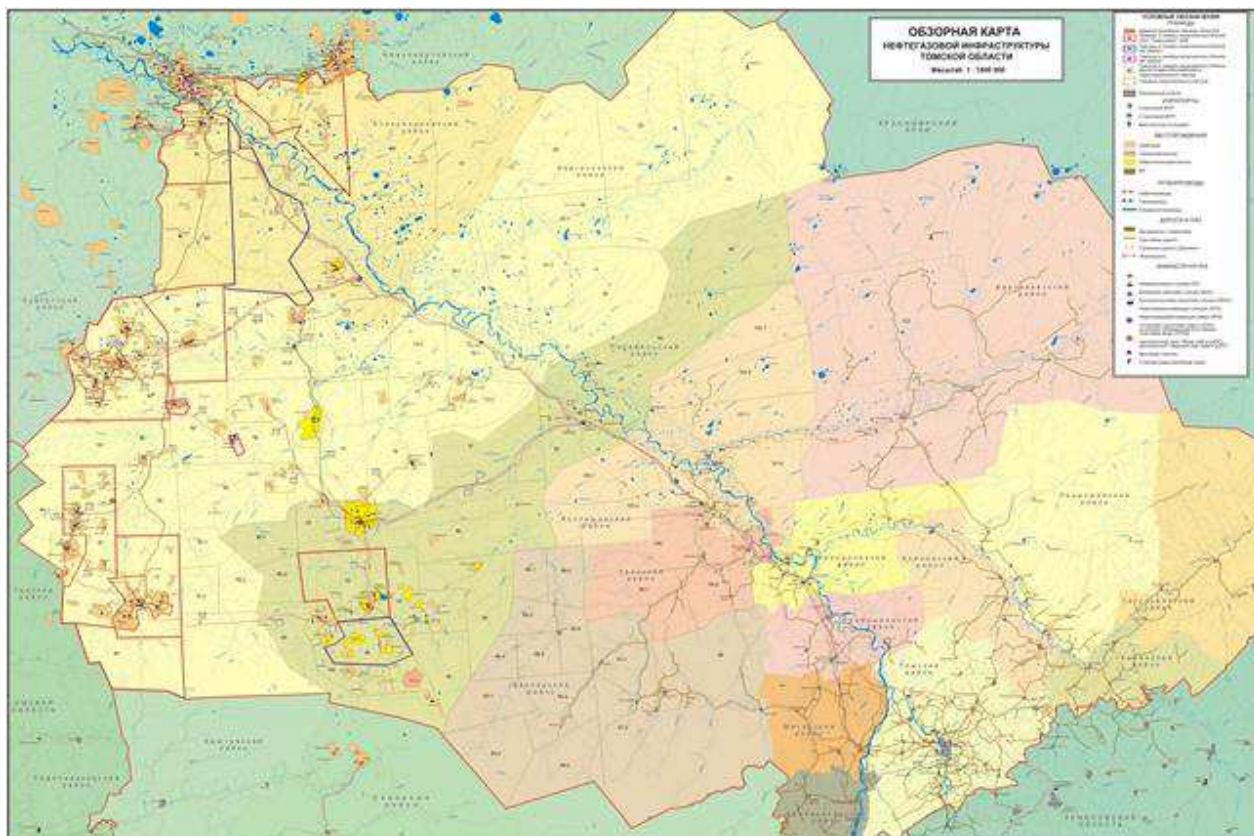


Рисунок 1 - Обзорная карта

Годовое количество осадков по территории изменяется в среднем от 450 до 500 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в теплый период года. Причем 38-40 % от всех осадков теплого периода приходится на июль, август. Летом осадки часто выпадают в виде ливней. Отмечается от 38 до 51 дня с ливнями [Сморкалова, 1976]. Наименьшее количество осадков выпадает в феврале и марте (12-20 мм). Устойчивый зимний покров устанавливается 28-30 октября и удерживается 180-185 дней. Высота снежного покрова в залесенных местах 1,5-1,8м, на открытых местах 60-70 см.

К опасным явлениям погоды относятся метели, туманы, грозы, град, обильные и продолжительные осадки, низкие (ниже 30о) температуры воздуха, засухи, сильные и штормовые ветры, гололед, изморозь.

Обильные и продолжительные осадки. Основная масса обильных осадков приходится на теплый август. В 60-80% случаев обильные осадки сопровождаются другими опасными явлениями: ветром, грозой, градом.

Грозы – это опасное явление природы, которое ограничивает работу авиации, наносят ущерб лесному хозяйству, особенно опасны в местах добычи и переработки нефти. Исследуемый район характеризуется значительной повторяемостью гроз – 26-33 дня и значительной продолжительностью 50-70 часов. Плотность грозовых разрядов – 450-600. на 100 км². Средняя продолжительность одной грозы 2 часа.

Град является редким явлением в конце мая и июне месяцев.

Штормовые ветры, метели. Ветры со скоростью более 20 м/с редки, но очень опасны. Наиболее часто штормы бывают в холодное время года – ноябрь-март. Среднее число метелей на изучаемой территории не более 30-35 дня в год их суммарная продолжительность около 200 часов.

Низкие температуры, ниже -30° длятся 20-30 дней. Непрерывная продолжительность периодов с низкими температурами 13 - 15 часов, а ниже -50° – 6-8 часов.

Потепление климата в климатический оптимум голоцена привело к вытаяванию повторно-жильных льдов на территории южной части Томской области, оставивших широкую зону со следами реликтового термокарста – западинно-бугристый рельеф. Основные черты современной геокриологической обстановки Южной зоны определяются следующими факторами: близостью границы криолитозоны, наличием глубокозалегающих реликтовых мерзлых толщ, длительным и глубоко сезонным промерзанием пород.

Среднегодовые температуры пород $2,5-4,5^{\circ}\text{C}$. Промерзаемость грунта составляет 1,5-3м, на заболоченных участках не превышает 40-50см. Некоторые болота из-за большого снежного покрова не промерзают в течение всего зимнего периода и остаются непроходимыми даже для гусеничного транспорта.

Криогенные процессы имеют сезонный характер и приурочены к слою сезонного промерзания. К пучиноопасным относятся участки с мелким типом промерзания, где развиты с поверхности глины со значительным увлажнением. Исключение составляют участки с песчаными грунтами и прибортовые части долин.

Участок исследования пересекается обильной сеткой рек, протекают следующие реки: Чузик, Чижалка, Казанка, Кенга, Чарфо, Чага, Парабель.

Судоходна река Чузик до села Пудино для мелкотоннажных барж. По водному режиму эти реки относятся к западно-сибирскому типу, они имеют длительное весенне-летнее половодье (2-3 месяца). Подъем уровня весной происходит чаще в середине-конце апреля.

Лесной покров типичен для средней полосы Сибири, это - смешанные леса с таежными массивами. Из деревьев основными видами являются сосна, кедр, ель, пихта, осина, береза. Своеобразие ландшафтов речных долин определяется особым режимом их образования и функционирования. Поймы испытывают затопление, обогащаются минеральным питанием. Они более благоприятны для произрастания растительности.

Плотность населения низкая. Население района занимается охотой, сельским хозяйством.

Ближайшими наиболее крупными населёнными пунктами являются село Пудино и г. Кедровый, которые находятся в восточной части участка исследований. В селе Пудино имеются аэропорт, причал, почта, больница, почтовое отделение, школа, лесозавод. Расстояние от областного центра-города Томска – 370 километров. Город Кедровый расположен в непосредственной

близости от с. Пудино, в долине реки Чузик (бассейн р.Оби) и на расстоянии 480 км к запад-северо-западу от г.Томска.

В данном районе расположены следующие месторождения нефти и газа: Калиновое, Северо-Калиновое, Нижне-Табаганское, Южно-Табаганское, Урманское, Арчинское, Герасимовское, Западно-Останинское, Южно-Тамбаевское, Солоновское, Кулгинское и др. (рисунок 2). Все месторождения оборудованы вертолетными площадками, что позволяет перевозить персонал и грузы на вертолетах.

Дорожная сеть круглогодичного пользования в районе работ отсутствует. Доставка грузов осуществляется из г. Томска и г. Колпашево водным путём до деревни Новиково, далее тракторным путём. От деревни Новиково до поселка Пудино имеется зимняя дорога. В зимнее время грузы транспортируются наземным транспортом.

Томскую область пересекает нефтепровод Александровское – Анжеро – Судженск и газопровод Мыльджино – Кузбасс. Также имеется электроснабжение ЛЭП 110 Кв.

Строительный лес для обустройства скважин на месторождениях имеется на месте или на расстоянии менее 1-2км от каждой буровой. Глин хорошего качества для приготовления промывочной жидкости в районе работ нет, поэтому для приготовления глинистого раствора использовались местные глины с последующими добавками химреагентов и добавкой бентонитовой глины. При бурении скважин для снабжения технической водой предусматривается бурение водяной скважины на каждой буровой.

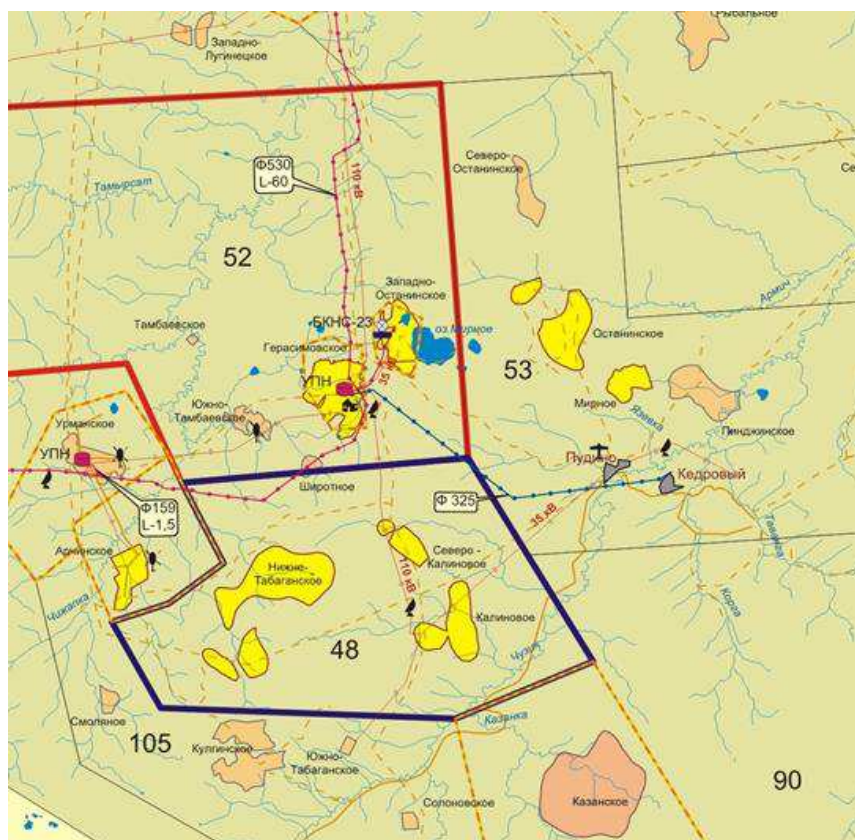


Рисунок 2 - Озорная карта исследуемой территории

1.2 Географо-геофизическая изученность Арчинского месторождения

Первые региональные геологические исследования на территории Западной Сибири начаты в 1947г. До 1950 года изученность района была довольно слабой и ограничивалась геологической съёмкой масштаба 1:1000 000 по всей территории Томской области (1947-1954 гг.).

Геофизические методы разведки как основные для изучения тектоники осадочного чехла и фундамента Западно-Сибирской плиты стали применяться с 1952 года.

В 1952г. район работ и прилегающие к нему территории были покрыты аэромагнитной съёмкой масштаба 1:1 000 000, проведённой Новосибирской аэромагнитной экспедицией треста «Сибнефтегеофизика». В результате съёмки была построена карта магнитных аномалий ΔT_a .

По данным этих и выполненных позднее более крупномасштабных аэромагнитных работ проведено районирование территории по характеру магнитного поля и составлена структурно-тектоническая карта фундамента (1958-1965гг.).

Наряду с аэромагнитной съёмкой для изучения строения фундамента с 1958 года начала проводиться гравиметрия. К 1960 году вся территория Томской области была покрыта гравиметрической съёмкой масштаба 1:1000000.

Совместная интерпретация аэромагнитной и гравиметрической съёмок позволили выделить главные структурные элементы фундамента, ориентировочно определить мощность платформенного чехла.

Сейсмические исследования методами МОВ, КМПВ, ЗПВ начаты в 1954 году. Площадная съёмка методом отражённых волн являлась основным видом геофизических исследований при выявлении и подготовки под глубокое бурение локальных структур III-порядка. В 1957-1965г.г. сейсморазведочные работы проводились на крупных положительных структурах I порядка (Пудинский, Средневасюганский мегавалы, Каймысовский свод). Непосредственно в пределах Нюрольской впадины сейсморазведочные работы начаты в середине 60-х годов.

В 1965-1966 гг. площадными работами МОВ масштаба 1:100000 в центральной части Нюрольской впадины выявлены и частично оконтурены: Чагвинское, Водораздельное, Лосинское и Еллей-Игайское локальные поднятия.

В 1967-1968 гг. площадными поисковыми и детальными исследованиями МОВ были получены сведения о строении Лавровского наклонного вала и Нижнетабаганской приподнятой зоны.

В 1968-1972 гг. работами МОВ подготовлены и сданы в поисковое бурение Мирное, Останинское, Верхне-Комбарское, Западно-Останинское, Калиновое, Нижнетабаганское, Урманское, Тамбаевское локальные поднятия, выявлен Нюльгинский перегиб.

В 1973-1975 гг. проводились площадные и детальные исследования МОВ,

МОГТ, КМПВ, в результате которых уточнено геологическое строение Лавровского наклонного вала и прилегающего борта Нюрольской впадины. Подтверждено наличие по фундаменту Нижнетабаганской, Калиновой, Урманской и Западно-Останинской структур.

В 1973 году введены в поисковое бурение Урманское, Калиновое и Нижнетабаганское локальные поднятия.

В связи с выявлением в Нюрольской впадине промышленных притоков нефти и газа из доюрских пород, последующий период 1975-1978 гг. характеризуется массовым переходом от исследований МОВ к исследованиям МОГТ, позволивших более надежно проводить картирование поверхности доюрского комплекса.

В 1976-1978 гг. в результате проведения площадных работ МОГТ и КМПВ получены дополнительные сведения по геологическому строению платформенного чехла, изучена поверхность доюрских образований на Калиновой, Нюльгинской, Сельвейкинской, Северо-Останинской, Северо-Калиновой, и частично Еллей - Игайской площадях. Построена схематическая геологическая карта по поверхности доюрских образований.

В это же время проводились площадные рекогносцировочные работы КМПВ в восточной части впадины. Отработаны профили соединяющие Калиновую, Казанскую, Западно-Останинскую и Юбилейную структуры. Построены карты по отражающему горизонту Ф2 (кровля доюрских образований).

Детальные поисково-оценочные работы в пределах центральной части Нюрольской впадины начаты в начале 1970-х годов, выявлены высокие перспективы нефтегазоносности юрского осадочного чехла и доюрского комплекса отложений. Открыто более 20 месторождений нефти и газа.

С 1978г. значительная часть геолого-геофизических работ были сконцентрированы в районе Калинового и Нижнетабаганского месторождений.

В 1979г. площадными сейсморазведочными работами МОГТ многократного профилирования к поисковому бурению подготовлены: Северо-Урманская, Калганакская, Тамбаевская структуры (по кровле доюрских образований). Частично работами МОГТ были детализированы Калиновое и Северо-Калиновое поднятия.

В 1980г. работами КМПВ уточнялось строение восточной части Нюрольской впадины.

Таким образом, геологическое строение месторождений, приуроченных к палеозойским породам и прилегающие части территории неоднократно уточнялось сейсморазведочными работами, проводившимися параллельно с поисково-разведочным бурением.

Ниже, в таблице 1 в хронологической последовательности отражены основные моменты истории геолого-геофизической изученности юго-восточной части Нюрольской впадины.

Таблица 1 - Геолого-геофизическая изученность района работ

Виды работ	Год начала и окончания работ	Основные результаты работ
1	2	3
Геологическая съемка, масштаб 1:1000 000	1947-1954 гг.	Составлена геологическая карта Западно-Сибирской равнины. Установлено, что изученная территория покрыта четвертичными отложениями. В районе среднего течения реки Васюган выходят на поверхность палеогеновые отложения.
Аэромагнитная съемка масштаб 1:1000 000 Аэромагнитная съемка масштаб 1:200 000	1952-1953 гг. 1954-1955 гг.	Построена карта магнитных аномалий Δ Та, выявлено простираие магнитных аномалий. Сделан вывод о сложности строения фундамента. Составлена структурно-тектоническая карта строения доюрского фундамента.
Площадная гравиметрическая съемка, масштаба 1:1000 000	1958-1960 гг.	Карта гравияномалий.
Площадные сейсморазведочные работы МОВ с/п 22/65-66	1965-1966 гг.	В центральной части Нюрольской впадины выявлены и частично оконтурены Чагвинское, Водораздельное, Лосинское и Еллей-Игайское локальные поднятия.
Площадные работы МОВ, с/п 24/67-68	1967-1968 гг.	В пределах Лавровского вала детализировано и сдано под бурение Верхне-Васюганское локальное поднятие. Оконтурено Нижнетабаганское поднятие.
Маршрутные исследования КМПВ с/п 10/68-69	1968-1969 гг.	В пределах Нюрольской впадины выявлены отложения II-го структурного этажа. Сделан вывод о блоковом строении доюрского комплекса.
Площадные и детальные исследования МОВ с/п 3/70-71 Белов Р.В.	1970-1971 гг.	Выявлены и детализированы Нижнетабаганская, Западно-Останинская, Калиновая и Урманская локальные структуры.
Площадные поисковые и детальные сейсмические исследования МОВ с/п 3/71-72	1971-1972 гг.	Получены новые сведения о геологическом строении зоны сочленения Пудинского, Средне-васюганского, мегавалов Нюрольской впадины.

Продолжение таблицы 1

1	2	3
<p>Площадные и детальные исследования МОВ с/п 3/72-73 Рубинштейн В.И.</p>	<p>1972-1973 гг.</p>	<p>В зоне сочленения Пудинского мегавала, Лавровского структурного мыса и Нюрольской впадины построены структурные карты масштаба 1:100000. Детализированы Ньюльгинское, частично Еллей-Игайское, Чагвинское и лосинское поднятия.</p>
<p>Площадные и детальные исследования МОВ, МОГТ с/п 73-74</p>	<p>1973-1974 гг.</p>	<p>Уточнено геологическое строение Лавровского наклонного вала и прилегающих частей Нюрольской впадины. Получены некоторые сведения о строении Доюрского комплекса.</p>
<p>Аэросейсмические исследования, ЗПВ, масштаб 1:200 000 с/п 14/74</p>	<p>1974 г.</p>	<p>Изучено строение поверхности доюрских образований Лавровского наклонного вала, Пудинского мегавала и зоны их сочленения.</p>
<p>Поисковые работы МОГТ и КМПВ с/п 1,3,3/74-75 Карапузов Н.И.</p>	<p>1974-1975 гг.</p>	<p>Получен опыт изучения мощности отложений второго структурного этажа и уточнено геологическое строение в пределах Пудинского мегавала, юго-восточной части Нюрольской впадины и зоны их сочленения.</p>
<p>Площадные работы МОГТ с/п 1,3/76-77 Карапузов Н.И.</p>	<p>1976-1977 гг.</p>	<p>Получены дополнительные сведения по геологическому строению платформенного чехла, изучена поверхность доюрских образований по Калиновой, Ньюльгинской, Чагвинской и частично Еллей-Игайской площадях. Получены сведения о внутреннем строении II-го структурного этажа. Построена схематическая карта по поверхности доюрских образований.</p>
<p>Площадные работы МОГТ и КМПВ с/п 1,3,6/77-78, 1:1000 000 Карапузов Н.И., Пушкарский Г.</p>	<p>1977-1978 гг.</p>	<p>Изучена поверхность доюрских образований на Сельвейкинской, Западно-Останинской, Северо-Останинской, Северо-Калиновой, Калиновой площадях. Получены сведения о внутреннем строении второго структурного этажа.</p>
<p>Площадные детальные и региональные работы МОГТ и КМПВ с/п 1,3,6,9/78-79</p>	<p>1978-1979 гг.</p>	<p>Составлена схема внутренней структуры палеозойских образований Калиновой площади. Оценена толщина доюрского комплекса.</p>
<p>Детальные исследования МОГТ, КМПВ с/п 1/79-80, СП 6/79-80 Белов Р.В.</p>	<p>1979-1980 гг.</p>	<p>Уточнено строение восточной части Нюрольской впадины. Построены структурные карты по отражающим горизонтам Ф₁, Ф₂, II а.</p>

Окончание таблицы 1

1	2	3
Опытно-методические сейсморазведочные работы МОГТ с/п 12/79-80	1979-1980 гг.	Составлена схематическая карта внутренней тектоники палеозойских образований на Нижнетабаганской, Калиновой и Северо-Калиновой площадях.
Аэромагнитная съемка масштаба 1:50000 с/п 38/79-80	1979-1980 гг.	Построена схема элементов тектоники и вещественного состава доюрского комплекса Нюрольской впадины.
Региональные работы КМПВ, масштаб 1:200000 с/п 9/80-81	1980-1981 гг.	По профилю Нюрольская впадина – Таволгинский с.м.- Бакчарская впадина изучено геологическое строение поверхности промежуточного комплекса и поверхности кристаллического фундамента. Выделен ряд выступов древнего заложения. Изучены отложения мезазойско-кайнозойского чехла в верхней части доюрских образований.
Опытно-методические сейсморазведочные работы, ТГТ, с/п 12/80-81, Канарейкин Б. А. и др.	1980-1981г.г.	Уточнено внутреннее строение доюрских образований Герасимовской, Северо-Калиновой и сопредельных площадей.
3Д-площадные сейсморазведочные работы МОГТ, М 1:25000, ОАО «Сибнефтегеофизика» с/п 21/90-91г.г. Моисеенко В.М.	1990-1991г.г.	Проведены пространственные сейсмические исследования на Северо-Калиновой площади. Выполнены структурные построения по основным отражающим горизонтам. Значительно уточнено строение Северо-Калинового месторождения, протрассировано большое количество разрывных нарушений. На основе моделирования проведено сейсмофациальное районирование с прогнозом коллекторских свойств верхней части доюрского комплекса.
Тематические работы ИНГГ СОРАН Конторович В. А.	2003-2004г.г.	Выполнен научный анализ геолого-геофизической информации. Переобработаны и переинтерпретированы данные сейсморазведки и глубокого бурения. Уточнены геологические модели (включая Северо-Калиновое месторождение) месторождений нефти и газа. Разработаны программы геологоразведочных работ в Лугинецком районе нефтедобычи (участки №№ 48, 52).

2 Геологическая часть

2.1 Геологическое строение

Геологический разрез представлен терригенными отложениями различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в разной степени метаморфизованными и дислоцированными образованиями доюрского (палеозойского) фундамента.

Отложения платформенного чехла, имеющие в пределах территории исследований общую мощность от 2600 до 3200 м и более, залегают на денудированной и выветрелой поверхности доюрских образований несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Стратиграфическое расчленение разреза осадочного чехла и доюрского фундамента проведено по данным параметрического и поисково-оценочного бурения на основании корреляционных схем, утвержденных МСК в 1968г. (г.Тюмень), уточнявшихся и дополнявшихся в последующие годы, включая стратиграфические схемы, утвержденные МСК в г.Тюмени в 1991 году и в г. Новосибирске 9 апреля 2004 года.

2.1.1 Стратиграфия и литолого-фациальный очерк доюрских отложений фундамента

Палеозойские и триасовые образования на территории Западно-Сибирской плиты вскрыты 2500 скважинами параметрического и поисково-разведочного бурения вблизи обрамления. В районах, где мощность чехла составляет 1,5-3 км, поисковые и разведочные скважины вскрывают палеозойские отложения, как правило, на несколько десятков метров. Параметрические и поисковые скважины, бурящиеся для изучения нефтегазоносности палеозойских отложений, углубляются в образования доюрского фундамента на 1000-1500м.

ДЕВОНСКАЯ СИСТЕМА – D

Из всех палеозойских систем девон на территории Западно-Сибирской плиты керном представлен наиболее полно. В фациальном отношении он разнообразен и имеет богатую палеонтологическую характеристику. Отложения рассматриваемого стратиграфического интервала пройдены большим количеством скважин с высоким процентом отбора керна. На **рисунок 4** показаны лишь те из них, в разрезах которых установлены стратотипы местных подразделений, а также ряд скважин с бесспорными комплексами фауны.

Наиболее полные фаунистические ассоциации установлены в Нюрольском структурно-фациальном районе. Здесь, в серии глубоких скважин, вскрыты разрезы, в которых можно опознать одновременно несколько местных стратиграфических подразделений (толщ, свит) и судить об их

взаимоотношениях. Все это позволяет рассматривать общую последовательность местных стратонов девона Нюрольского района в качестве опорной для всей Западно-Сибирской плиты. Отмечу, что современные обширные списки фауны в публикациях по конкретным интервалам разрезов скважин и ряду толщ и свит не всегда основаны на монографическом изучении коллекций. Именно эта особенность приводимых в литературе комплексов фауны вызывает расхождения во мнениях специалистов по разным группам фауны о возрасте пород, что создает большие трудности при установлении стратиграфического положения многих местных стратонов. Невозможность согласовать заключения о возрасте отложений в большинстве случаев связана с обилием форм с резко различающимися интервалами стратиграфического распространения. Эти трудности можно преодолеть лишь путем переизучения оригинальных коллекций фауны или, в крайнем случае, фотоизображений таксонов, приводимых в публикациях. Такая работа проведена лишь по стратотипическим разрезам девонских толщ и свит Нюрольского района.

В Нюрольском структурно-фациальном районе, к которому относится Нюрольская впадина на основании представительной коллекции кернового и палеонтологического материала установлены два типа девонского разреза – рифогенный и так называемый депрессионный или бассейновый. Первый из них расчленяется на кыштовскую, армичевскую, солоновскую, надеждинскую, герасимовскую и лугинецкую свиты, а второй – на лесную, чузикскую, чагинскую свиты и мирную толщу. В случаях, когда из-за недостатка материала не удастся опознать в единых разрезах чузикскую и чагинскую свиты, общий их стратиграфический интервал рассматривается как тартасская серия.

НИЖНИЙ ДЕВОН - D1

К нижнему девону относятся следующие свиты: кыштовская, армичевская и солоновская.

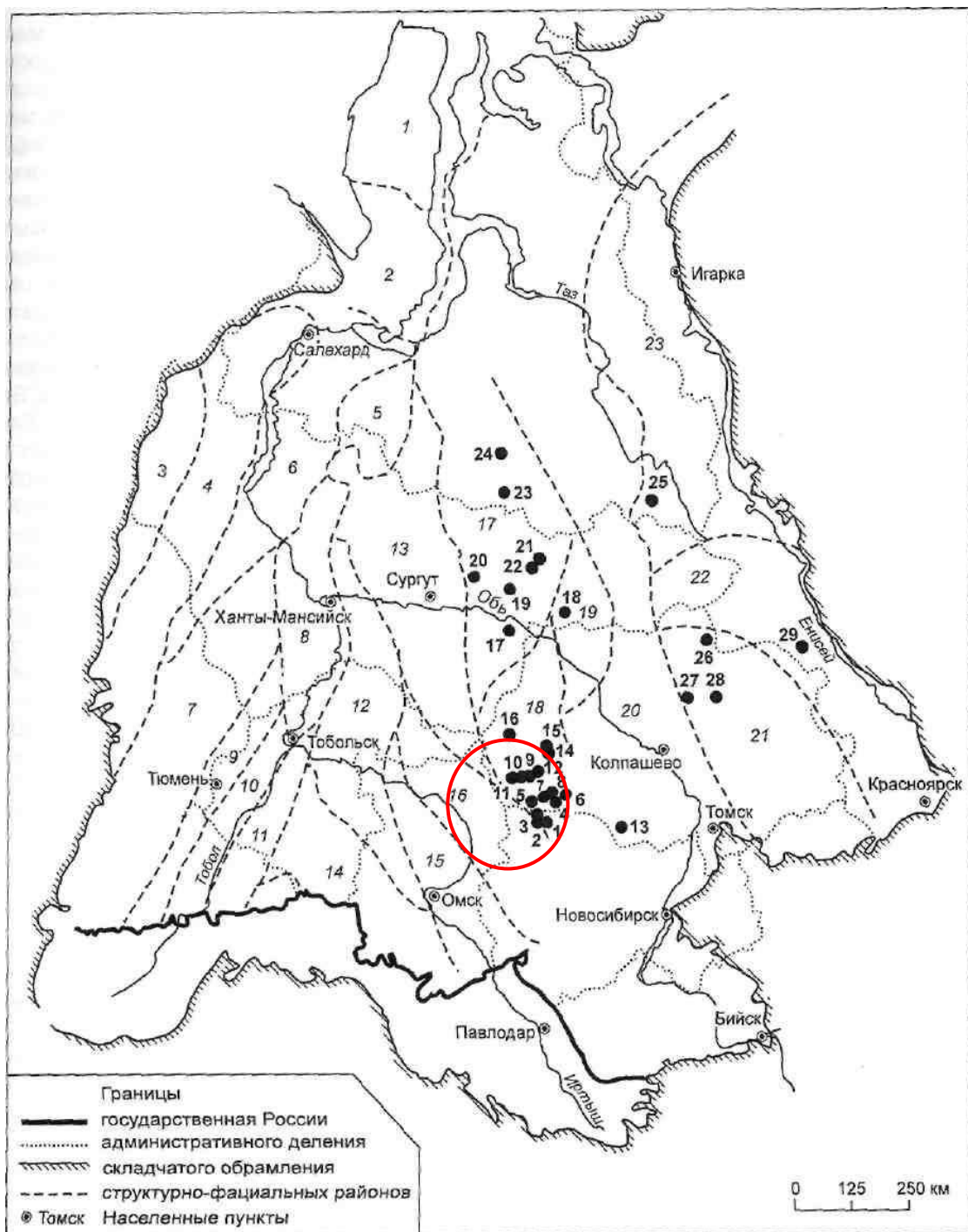
Кыштовская свита предложена на Тюменском совещании в 1990 г. она названа по пос. Кыштовка в Новосибирской области и изначально была введена для интервала лохковского яруса. За ее стратотип принят инт. 2808—3194 м в скв. Малоичская-22. И здесь же отмечается, что возрастная смена комплексов фауны происходит на глубине 2940 м, а с гл. 2870 м появляются пражские кораллы. Позднее стратотипический разрез кыштовской свиты был расширен до инт. 2796—3194 м. Он представлен в основании известковистыми песчаниками, а выше – известняками темно-серого и серого цвета, обломочными, биокластическими, с биостромами, мощностью 400 м. Эти породы включают многочисленные окаменелости. Анализ приведенного комплекса фауны показывает, что возраст включающих его отложений отвечает лохковскому, пражскому векам и началу эмса. Так, находка в инт. 2796—2798 м из конодонтов вида свидетельствует об эмском возрасте пород. Располагающиеся стратиграфически ниже находки и уточненный В.Н. Дубатовым комплекс кораллов подтверждают пражский возраст включающих их отложений. Только

брахиоподы из этого интервала разреза имеют более древний в пределах девона облик.

Обозначенная выше проблема, связанная с верхней частью стратотипа кыштовской свиты, осложняется проблемой возраста отложений стратотипического разреза межовской свиты. Он также был определен в разрезе скв. Малоичская-22. По имеющимся палеонтологическим и литологическим данным охватываемый им интервал в данной скважине может быть скоррелирован с низами девона Салаира. В этой ситуации, если по-прежнему принимать кыштовскую свиту в объеме лохковского яруса, не остается иного, как объединить нижнюю часть ее стратотипа со стратотипом межовской свиты. С учетом изложенного выше при характеристике кыштовской и межовской свит за стратотип кыштовской свиты следует принимать инт. 2943—3862 м в разрезе скв. Малоичская-22. В этом интервале уровень 3194 м при сопоставлении с разрезом девона Салаира может считаться событийным рубежом-Кыкское событие, который разделяет нижний и верхний лохков.



Рисунок 3 - Схематическая девонских девонских стратиграфических подразделений юго-восточной части Нюрольской впадины



Скважины: 1 -Малоичская-4 и 22, 2-Майзасская-1, 3-Заречная-1, 4-Солоновская-43, 5-Кулгинская-140, 6-Казанская-8, 7-Южно-Табаганская-134, 8-Калиновая-13 и 14, 9-Нижнетабаганская-4, 20, 10-Еллей-Игайская-3,11-Арчинская-58,12-Герасимовская-9,13-Парбигская-3,14 - Западно-Останинская-443, 15 - Пельгинская-2, 16 - Лугинецкая-170, 17 -Мегионская-67, 18 - Кошильская-302, 19 - Самотлорская-1047, 20-Малоключевая-ЮЗ, 21-Ван-Еганская-148, 22-Варьеганская-148, 8, 99, 23 - Вынгапуровская-140, 24 - Комсомольская-200Р, 25 - Верхнекаралькинская-104, 26 - Ванжилъская-1, 27-Няргинская-1, 28 - Вездеходная-4, 29 - Касская-1

Рисунок 4 - Расположение скважин глубокого бурения, вскрывших стратотипические и палеонтологически датированные девонские отложения (1—23 - структурно-фациальные районы)

Латеральные аналоги кыштовской свиты присутствуют в разрезах многих скважин Нюрольского структурно-фациального района. Однако они часто включаются в состав армичевской свиты, относимой к пражскому ярусу нижнего девона, или межовской свиты верхнего силура. Наиболее ясная картина наблюдается по скважинам Западно-Останинская-443 и Малоичская-4 (рисунок 5, 6). Кыштовская свита в стратиграфических схемах, рассматриваемых на совещаниях 1990 и 1998 гг., показана и в колонке Туйско-Барабинского района, что требует подтверждения.

Армичевская свита (D1-arm) названа по р. Армич, левому притоку р. Чузик в Томской области. Ее стратотип первоначально определен в разрезе скважины Южно-Табаганская-134 в интервале 3053-3100 м. Позднее он был перенесен в разрез скв. Западно-Останинская-443, инт. 2920-3496 м, а затем уточнен в этой скважине до инт. 3010—3496 и до 2940-3496 м. Возраст рассматриваемой свиты со временем менялся. При выделении она индексировалась пражским ярусом (Краснов и др., 1988). На Тюменском совещании 1990 г. ее возрастные границы были расширены до пражско-раннеэмского интервала за счет включения в ее состав солоновских слоев (Краснов и др., 1993). Г.Д. Исаев с коллегами (1992) увеличили возрастной диапазон свиты, определив его как конец лохкова-начало позднего эмса. А на Новосибирском совещании 1998 г. армичевская свита снова помещена в интервал пражского яруса. Такая ее датировка принимается и в настоящей книге.

В строении парастратотипического, лучшего разреза армичевской свиты в скв. Западно-Останинская-443 (рисунок 5) принимают участие темно-серые, глинистые, местами биокластические известняки, мергели и аргиллиты мощностью до 630 м. В объяснительной записке и колонке Нюрольского структурно-фациального района схемы стратиграфии для армичевской свиты приведен обобщенный по ряду скважин значительный комплекс фауны: строматопораты, табуляты, брахиоподы, фораминиферы, остракоды, тентакулиты, конодонты. В данном комплексе имеются как чисто пражские, так и чисто лохковские формы. Именно с этим связаны разногласия по поводу возраста отложений армичевской свиты. Так, Н.П. Кульков и Л.Г. Перегоедов (1997) на основании ассоциации брахиопод, считают возраст пород лохковским в большей части парастратотипического разреза армичевской свиты, в инт. 3110—3545 м скв. Западно-Останинская-443. К пражскому ярусу они относят в этой скважине лишь инт. 2925-3132 м по находкам. Как видно из приведенных списков брахиопод, они во многом схожи. Это объясняется тем, что по раковинной фауне верхний лохков и пражский ярус представляют собой единое биохронологическое подразделение, которое на юге Западной Сибири (верхнекрековский + малобачатский горизонты) принято было именовать пражским ярусом. Когда же было установлено, что только верхи этого подразделения в Сибири должны относиться к названному ярусу, объединенный интервал в составе верхний лохков-пражский ярус был выделен в белтирский надгоризонт.

Основательная ревизия палеонтологического содержания армичевской свиты (горизонта) выполнена в последние годы. В цитированной работе можно найти достаточно обширный список фауны из парастратотипа рассматриваемой свиты, который во многом сходен с приведенным выше. По результатам его анализа Г.Д. Исаев с соавторами делают вывод о том, что армичевский горизонт (свита) отвечает крековскому и мало-бачатскому горизонтам Салаира, т. е. верхнему лохкову и пражскому ярусу.

Таким образом, с учетом имеющихся, частично ревизованных палеонтологических данных (рисунок 5), возраст пород армичевской свиты в парастратотипе следует считать позднелохковско-пражским. Верхняя граница свиты согласная. Она связана с четким переходом от карбонатов к глинистым породам, охарактеризованным такой важной для биостратиграфии эмса формой из конодонтов. Нижняя же граница армичевской свиты, если ее принимать как границу лохковского и пражского ярусов, должна располагаться примерно на уровне 3178 м в парастратотипическом разрезе скв. Западно-Останинская-443 (рисунок 6).

Как и в случае кыштовской свиты, для уверенного трассирования армичевской свиты по разрезам других скважин Никольского района необходима глубокая ревизия известного по литературе палеонтологического материала.

Кыштовская и армичевская свиты на востоке переходят в депрессионную лесную свиту.

Лесная свита получила название по урочищу Лесная Дача в Новосибирской области. За стратотип свиты принят инт. 2809-3237 м скв. Майзасская-1. Он представлен переслаиванием темно-коричневых и черных, тонкослоистых известняков, мергелей и аргиллитов мощностью до 480 м. Верхняя граница свиты в стратотипе эрозионная, а нижняя – неясная. Здесь в пограничном интервале лесной и майзасской свит, вскрыта серия межпластовых тел, сложенных диабазами. В типовом разрезе рассматриваемой свиты обнаружены позднелохковский вид. Тентакулиты, обнаруженные в средней части стратотипа лесной свиты (скв. Майзасская-1, 2973-2978 м), свидетельствуют о позднелохковско-пражском возрасте пород. Нижняя граница свиты связана с наличием на данном уровне мощного сила.

Лесная свита выделена в разрезе скв. Казанская-8 (рисунок 12). Она прослежена также по разрезам следующих разведочных площадей Нюрольского района Останкинской, Солоновской, Тамбаевской.

Солоновская свита (D1-sol) в схеме, одобренной Новосибирским стратиграфическим совещанием 1998 г., рассматривается в объеме солоновских слоев армичевской свиты. Название свиты дано по одноименной разведочной площади. За ее стратотип принят инт. 2969-3150 м скв. Солоновская-43 (рисунок 4). Почти 200 метровая толща представлена обломочными, биокластическими, массивными, серыми известняками с прослоями аргиллитов. В этих породах установлены: строматопораты, фораминиферы,

тентакулиты, конодонты, брахиоподы. Этот комплекс фауны в целом свидетельствует об эмсском возрасте включающих его пород.

В нем наиболее информативными для целей биостратиграфии являются конодонты. По их стратиграфическому распространению можно заключить, что нижняя граница солоновской свиты в стратотипе близка к основанию конодонтовой зоны, которая отвечает зоне стандартной зональной шкалы. Последняя составляет верхнюю часть нижнего эмса. Однако, объем солоновской свиты соответствует полному объему нижнего эмса. Это сделано на основании включения в ее состав интервалов по другим скважинам (Пельгинская-2, инт. 3130-3140 м; Арчинская-58 и др.).

Средний девон - D₂

Надеждинская свита (D₂-nd) названа по пос. Надеждинка на р. Малая Ича, правом притоке р. Тары в Новосибирской области. Первоначально возраст отложений, включенных в ее состав, определялся интервалом эмсского, эйфельского и живетского веков. Ее стратотип установлен в разрезе скв. Малоичская-4 как инт. 2978—3317 м, а с учетом предложенного здесь уточнения нижней границы свиты соответствует инт. 2978—3725 м (рисунок 6). В его сложении принимают участие известняки черного и зеленовато-серого цвета, пелитоморфные и обломочные, глинистые, мощностью около 220 м. В составе обобщенного по ряду скважин списка фауны из отложений рассматриваемой свиты, датируемой поздним эмсом, указываются: строматопораты, табуляты, фораминиферы, остракоды, конодонты. Среди названных таксонов имеются формы, которые действительно характеризуют верхнеэмские отложения и другие формы, которые встречены вне их возрастных рамок.

В стратотипическом интервале надеждинской свиты в разрезе скв. Малоичская-4 установлены: строматопораты, табуляты.

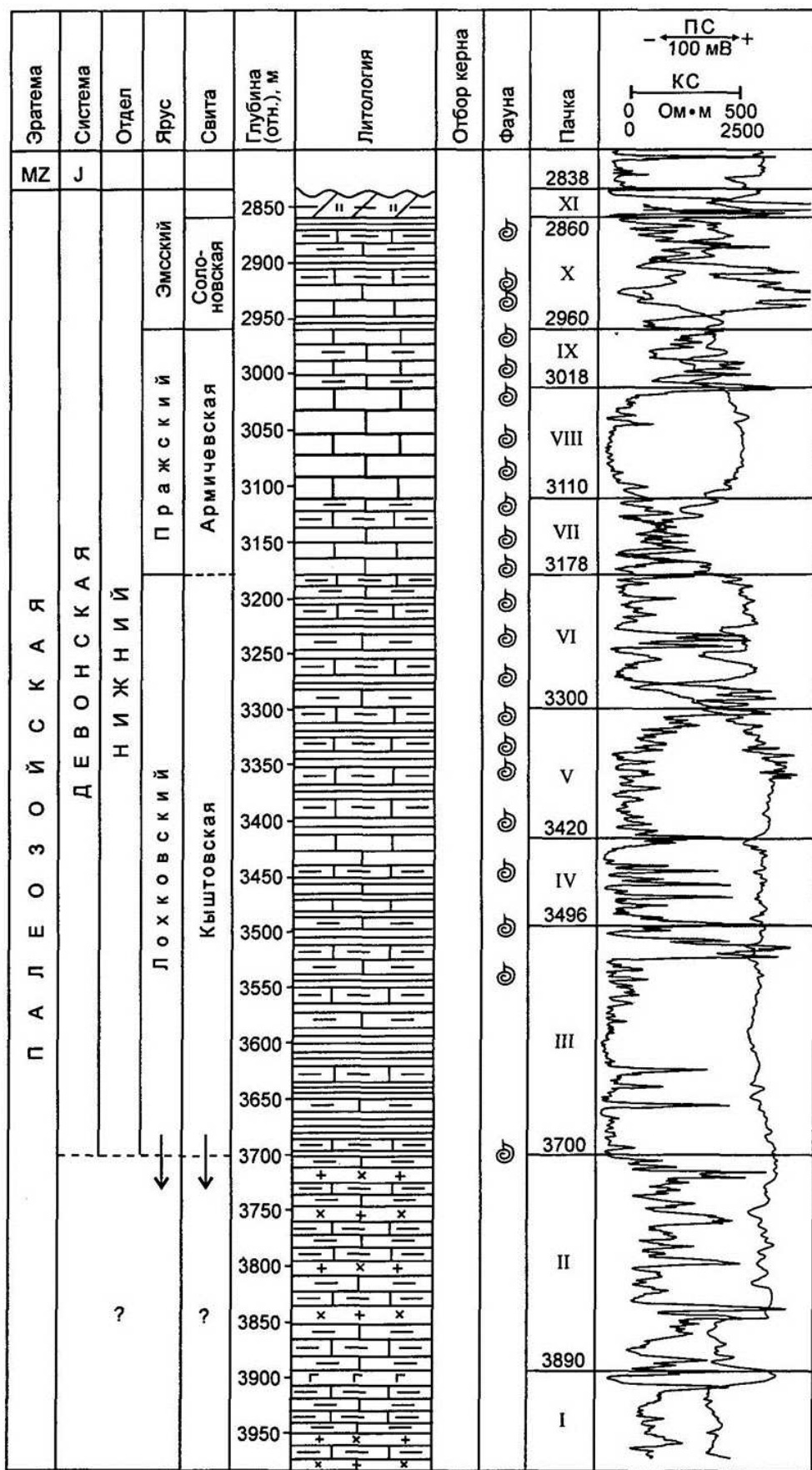


Рисунок 5 - Разрез девонских отложений, вскрытый в Нюрольском структурнофациальном районе параметрической скв. Западно-Останинская-443, и комплексы фауны кыштовской, армичевской и солоновской свит (Исаев и др., 1994)

В составе этого комплекса фауны одну группу таксонов представляют виды, имеющие широкое стратиграфическое распространение оба вида из строматопорат, изтабулят и четыре вида из остракод. Другую группу составляют виды, встречающиеся в значительно более ранних по возрасту отложениях: из табулят, а из остракод 13 оставшихся форм, определенных до вида. К третьей группе можно отнести виды из табулят, которые описаны из живета Салаира (сафоновских слоев). И только один уральский вид из табулят появляется в позднем эмсе. Таким образом, при формальном биостратиграфическом анализе приведенного выше комплекса фауны из стратотипа надеждинской свиты выясняется, что только один вид подтверждает принятую ее позднеэмскую датировку. Уточненный состав фаунистической ассоциации свиты из этого же разреза приведен на рисунке 6.

В инт. 3715.9— 3722.2 м установлены два вида экземпляра. Данный вид характеризует базальные слои верхнего эмса, его нижнюю зону по конодонтам. Это означает, что в скв. Малоичская-4 нижняя граница верхнего эмса располагается значительно ниже принятой нижней границы надеждинской свиты. Поскольку эта граница отождествляется с границей нижнего и верхнего эмса, то в стратотипе надеждинской свиты она понижена до 3725 м (рисунок 6). В заключение общей характеристики надеждинской свиты нужно отметить, что ее палеонтологическое содержание в целом требует основательной ревизии.

Средний и верхний отделы девонской системы в рифогенном типе разреза Ньюрольского структурно-фациального района представлены по одной свите - герасимовской и лугинецкой.

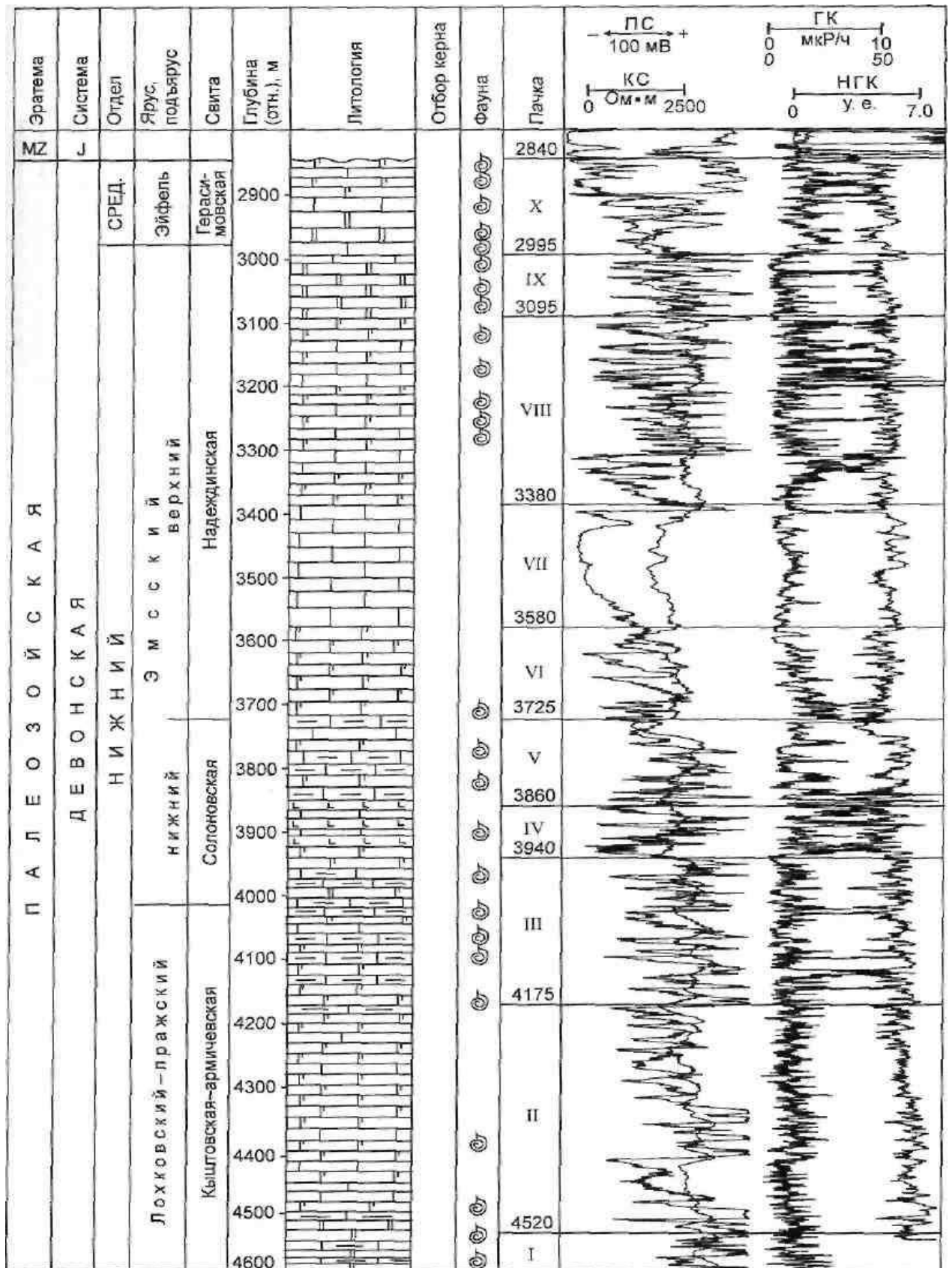


Рисунок 6 - Разрез ниже-среднедевонских отложений, вскрытый в Никольском структурно-фациальном районе параметрической скв. Малоичская-4, и комплексы фауны кыштовской, армичевской, солоновской, надеждинской и герасимовской свит

Герасимовская свита получила название по оз. Герасимово в Томской области. Ее стратотип определен как инт. 2910—2978 м разреза скв. Герасимовская-9. В стратиграфической схеме, принятой Тюменским совещанием 1990 г., этот интервал был уточнен до 2914-2978 м, а на Межведомственном стратиграфическом совещании 1998 г. был восстановлен до первоначального 2910-2978 м. В этом разрезе (рисунок 7) свита представлена светло-коричневыми, коричневыми, биогермными, биоморфными и биоморфно-биокластическими известняками мощностью около 70 м. Названные породы включают: табуляты, фораминиферы (инт. 2946.0-2959.7 м), конодонты (инт. 2940.2-2944.2 м). Этот комплекс фауны из стратотипа рассматриваемой свиты в целом свидетельствует о живетском возрасте пород, как и формы, приведенные на рисунке 7.

Представление об эйфельско-живетском объеме герасимовской свиты сформировано по разрезам серии скважин. В таком понимании свита подразделена на три подсвиты. Из них нижняя отвечает Эйфелю, а средняя и верхняя подсвиты - нижнему и верхнему живету соответственно. Обобщенные списки фауны для подсвит приведены в колонке Нюрольского структурно-фациального района схемы стратиграфии. Для пород нижней подсвиты (Еллей-Игайского известняка) фаунистический комплекс включает: строматопораты, табуляты, брахиоподы, фораминиферы, остракоды; для средней подсвиты (Малоичского известняка) в комплексе фауны указаны строматопораты, табуляты, тентакулиты, фораминиферы; в верхней подсвиты составляют строматопораты, табуляты, фораминиферы, остракоды, конодонты. Фаунистические ассоциации подсвит подтверждают отнесение нижней из них к эйфельскому ярусу, а средней и верхней - к живету. Следует обратить внимание на важность находки в керне скважин Еллей-Игайская-3 и Кулгинская-140 характерного для Эйфеля вида брахиопод, который на Салаире является зональным индексом для интервала мамонтовского горизонта. К этому нужно добавить, что на территории Западно-Сибирской плиты достоверно обоснованные эйфельские отложения вскрыты ограниченным числом скважин.

Нижняя граница герасимовской свиты в стратотипе связывается со скрытым перерывом, который, скорее всего, отвечает тектоническому нарушению. Верхняя граница свиты в стратотипическом разрезе эрозионная. С учетом всех имеющихся данных считается, что обе границы рассматриваемой свиты согласные. Только местами в ее основании указывается перерыв в осадконакоплении.

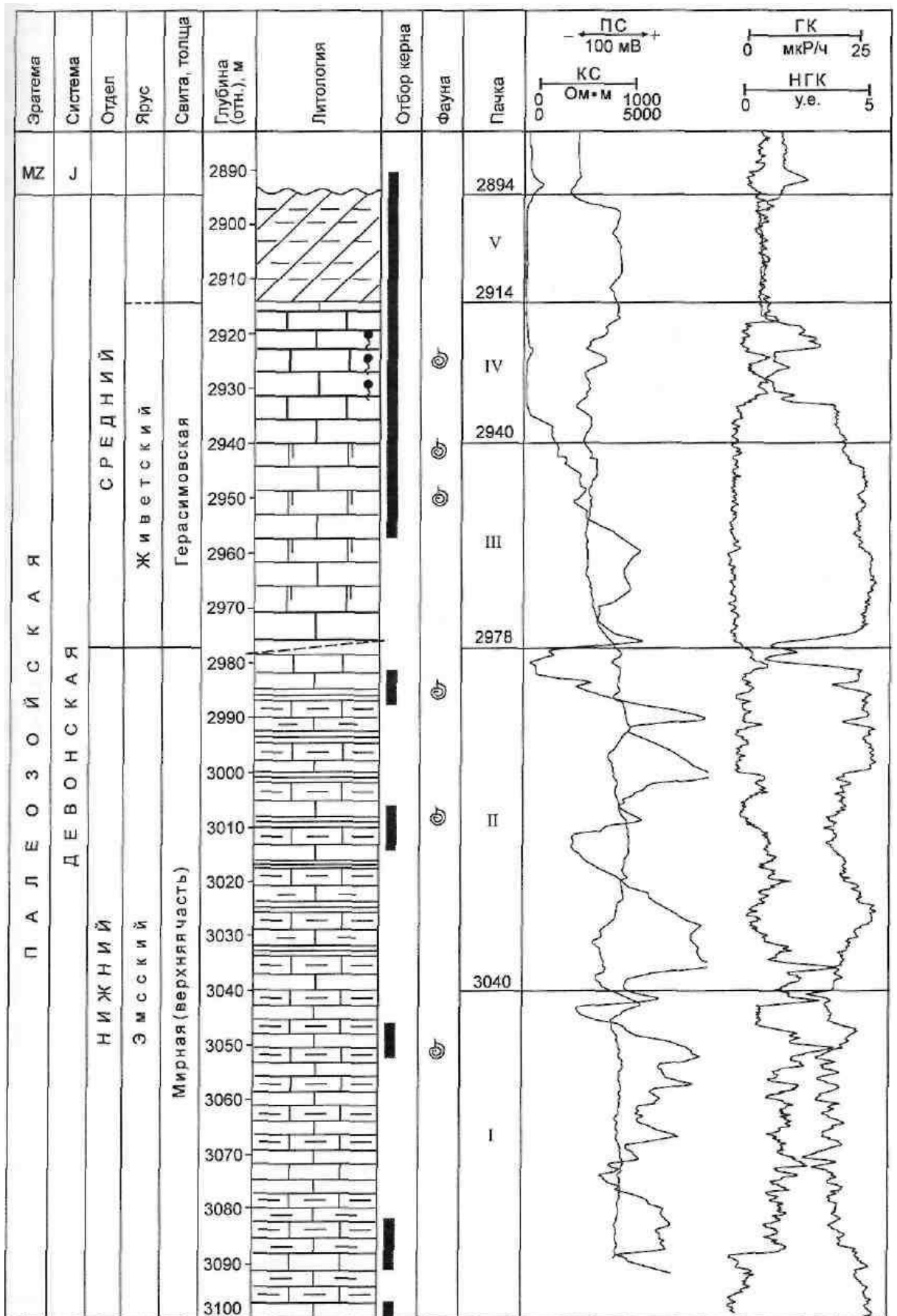


Рисунок 7 - Разрез нижнесреднедевонских отложений, вскрытый в Нюрольском структурно-фациальном районе скв. Герасимовская-9, и комплексы фауны мирной толщи и герасимовской свиты

Чузикская свита считается возрастным аналогом герасимовской свиты. В фациальном отношении она тяготеет к депрессионному типу разреза. Ее название происходит от р. Чузик в Томской области. Стратотип установлен в разрезе скв. Калиновая-13 как инт. 3417-4434 м. С момента установления чузикской свиты представления о ее стратотипе, охватываемом стратиграфическом интервале и делении на подсвиты менялись по крайней мере 4 раза. С учетом имеющихся палеонтологических данных верхнюю границу свиты следует опустить до глубины 3491 м.

Палеонтологические данные по рассматриваемой свите представлены в основном списками фауны. Оказалось, что к ее стратотипическому разрезу имеют отношение только тентакулиты и конодонты. Тентакулиты установлены в инт. 4001-4004 м и в инт. 3487—3491 м. Первый вид известен из живета, а второй - из франа. Конодонты встречены в инт. 3487—3491 м. Первый вид был распространен в позднем девоне, а последние два впервые появились в живете и перешли во фран. Это означает, что самые верхи чузикской свиты должны датироваться франом, и данный интервал, вероятно, следовало бы отнести к стратотипу вышележащей чагинской свиты.

Обобщенные списки фауны по подсвитам чузикской свиты, составленные по фрагментам разрезов ряда скважин, включают для нижней подсвиты: фораминиферы, тентакулиты. Для верхней подсвиты: фораминиферы, тентакулиты.

ВЕРХНИЙ ДЕВОН – D₃

Лугинецкая свита названа по одноименной разведочной площади в Томской области. В качестве стратотипа свиты определен инт. 2487.1-2978.0 м скв. Лугинецкая 170. Согласно вещественному составу по ряду разрывов она сложена светло- и темно-серыми, кремовыми илистыми известняками и известковистыми аргиллитами, вверху прослоями туфолов базальтового состава. На площади своего развития лугинецкая свита подразделяется на две подсвиты. Отличие литологии верхней подсвиты от нижней заключается в наличии прослоев туфолов. Общая мощность свиты более 600 м. В стратотипическом разрезе она представлена большим комплексом фауны, основу которого составляют фораминиферы, но имеются также немногочисленные строматопораты, редкие хитинозои и акритархи. Эта фаунистическая ассоциация свидетельствует о позднедевонском возрасте пород рассматриваемой свиты. Сводный комплекс ископаемых остатков лугинецкой свиты, составленный по разрезам многих скважин, включает: фораминиферы (встреченные в том числе и в стратотипе), строматопораты, остракоды, конодонты.

В колонке Нюрольского структурно-фациального района схемы стратиграфии приведены для нижней подсвиты: фораминиферы и конодонты, для верхней подсвиты: фораминиферы. Названные формы конодонтов для подсвит позволяют датировать, нижнюю подсвиту ранним франом, а верхнюю -

поздним франом и фаменом. В приведенной фораминиферовой ассоциации первые два вида характеризуют верхнефранские, а последующие три вида - верхнефаменские отложения. Рубеж, разделяющий франский и фаменский века, является событийным. С ним связаны кардинальная перестройка биоты и глобально фиксируемые изменения осадконакопления. Маловероятно, что на Западно-Сибирской плите данный рубеж располагается внутри интервала подсвиты и не распознается.

Верхняя граница лугинецкой свиты в ее стратотипическом разрезе в скв. Лугинецкая-170 эрозионная, а нижняя приурочена к зоне дезинтегрированных известняков, возможно, связанной с тектоническим нарушением. С учетом материалов по площади развития свиты считается, что обе ее границы согласные, но на верхней - местами фиксируется перерыв в осадконакоплении.

Два верхнефаменских фрагмента разрезов рассматриваемой свиты литологические колонки и фаунистические остатки скважин Нижнетабаганская-4, 20. Кроме того, С.Н. Макаренко с соавторами (1998) отмечают наличие ее аналогов в разрезах таких скважин, как Западно-Ключевская-66, Малоичская-8, Южно-Тамбаевская-77 и др.

Депрессионный (бассейновый) тип разреза девона в Нюрольском структурно-фациальном районе представлен четырьмя стратонами - лесной, чузикской и чагинской свитами, а также мирной толщей. В разрезах, названных стратонами значительную роль играют глинистые породы, свидетельствующие об относительно более глубоководных (или более спокойных) обстановках осадконакопления, чем на карбонатных платформах при рифогенном типе разреза.

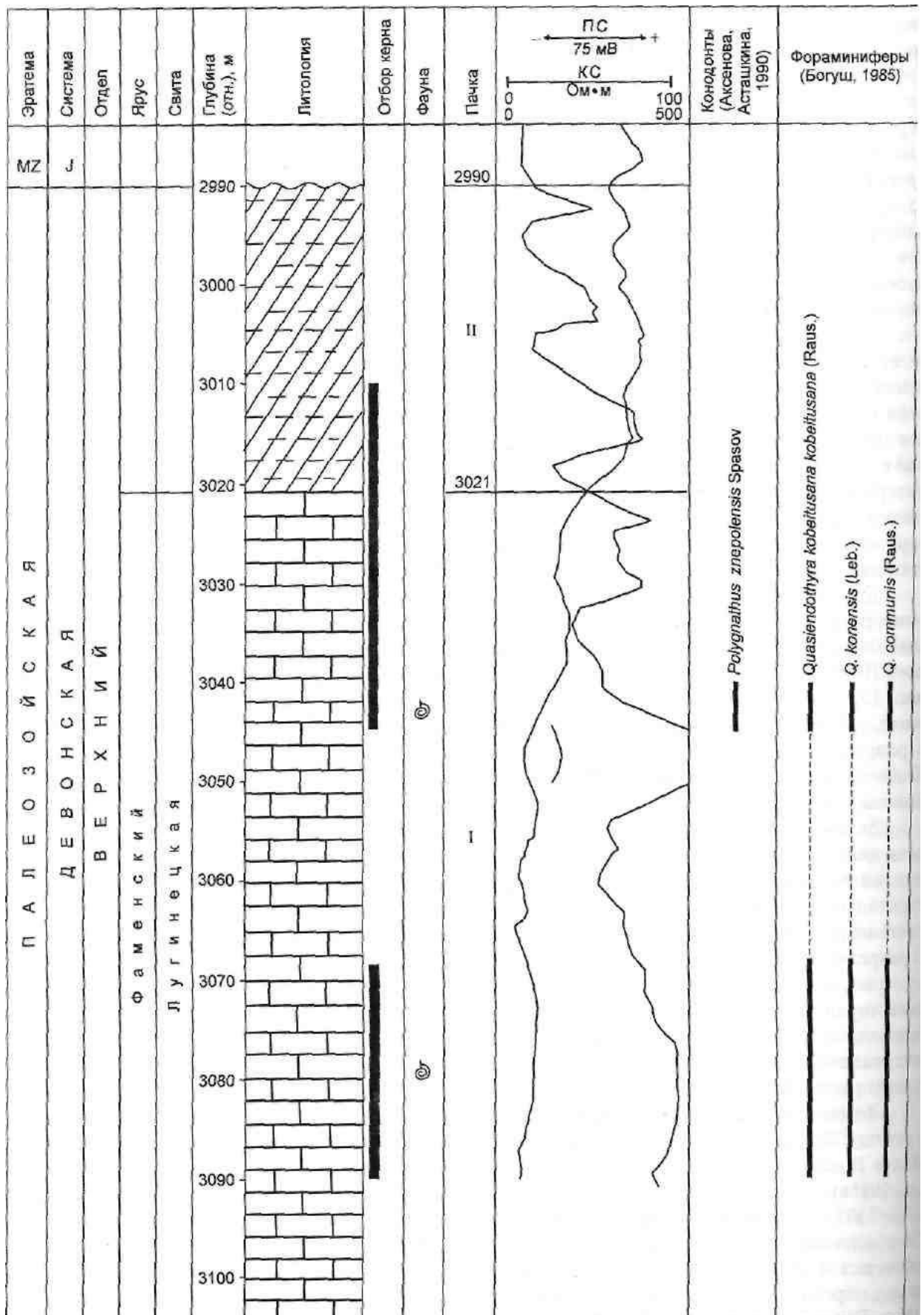


Рисунок 8 - Разрез верхнедевонских отложений, вскрытый в Нюрольском структурно-фациальном районе параметрической скв. Нижнетабаганская-4, и комплекс фауны лугинецкой свиты

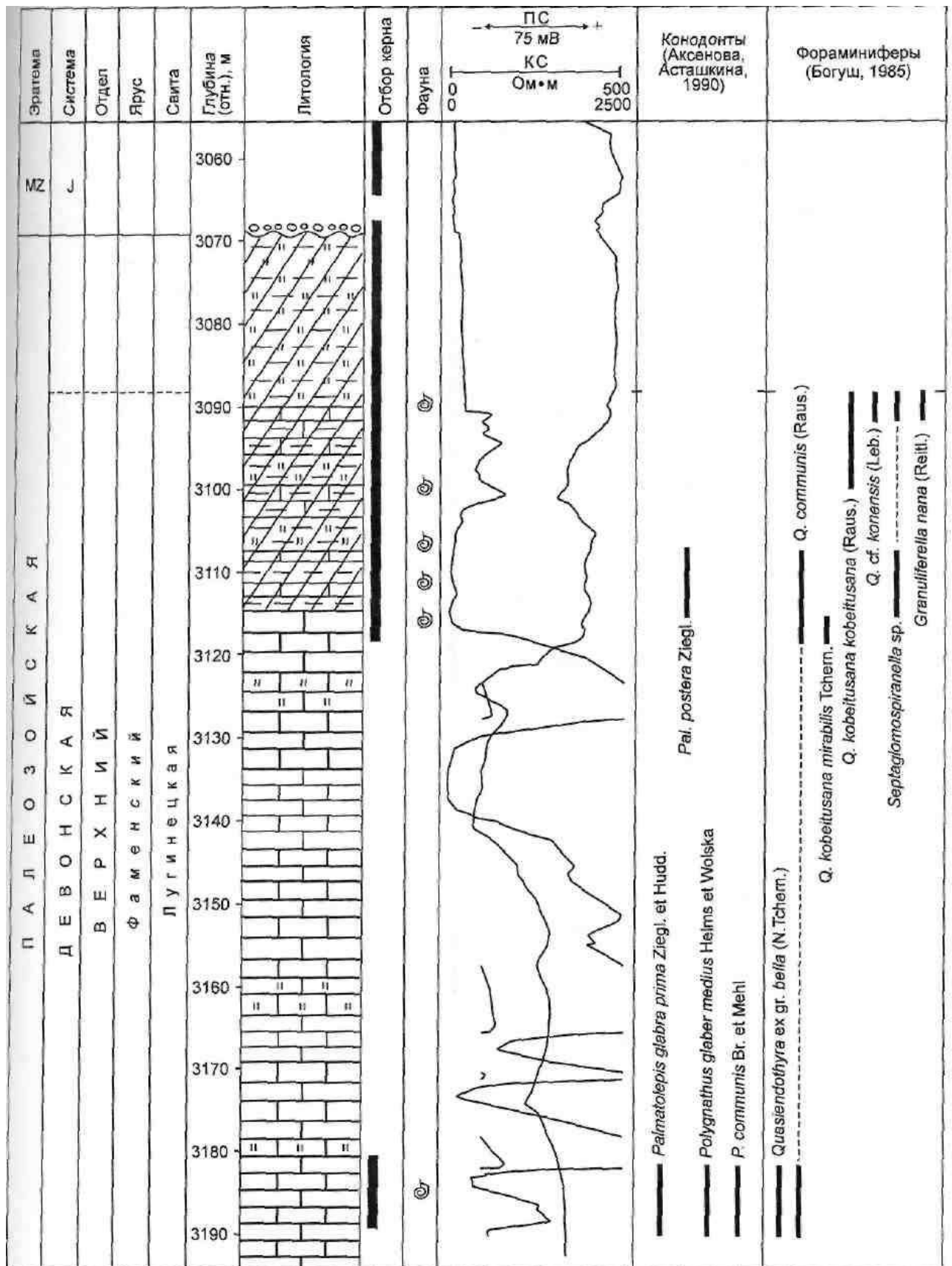


Рисунок 9 - Разрез верхнедевонских отложений, вскрытый в Нюрольском структурно-фациальном районе параметрической скв. Нижнетабаганская-20, и комплекс фауны лугинецкой свиты

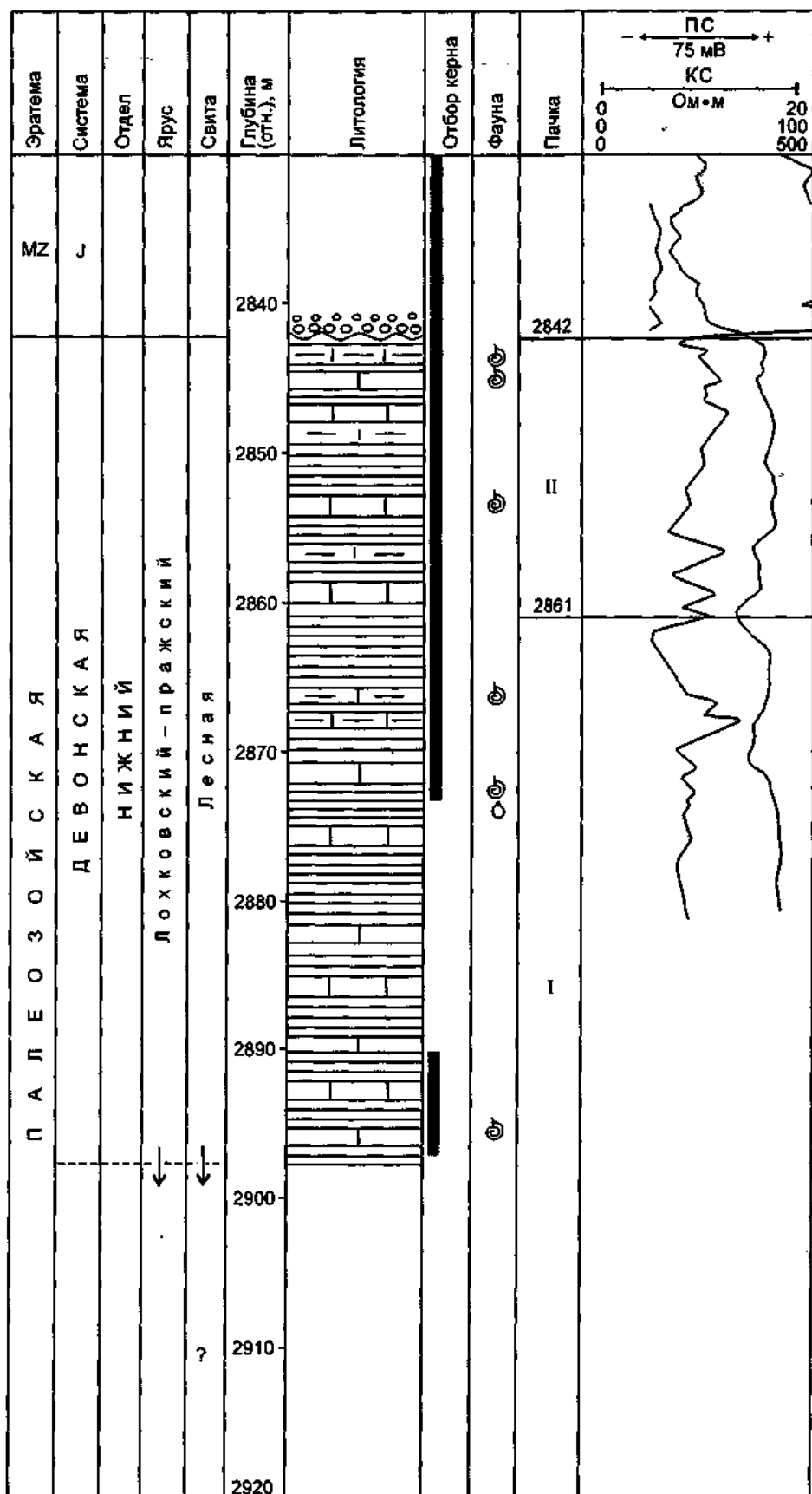


Рисунок 10 - Разрез нижнедевонских отложений, вскрытый в Нюрольском структурно-фациальном районе параметрической скв. Казанская-8, и комплекс фауны лесной свиты

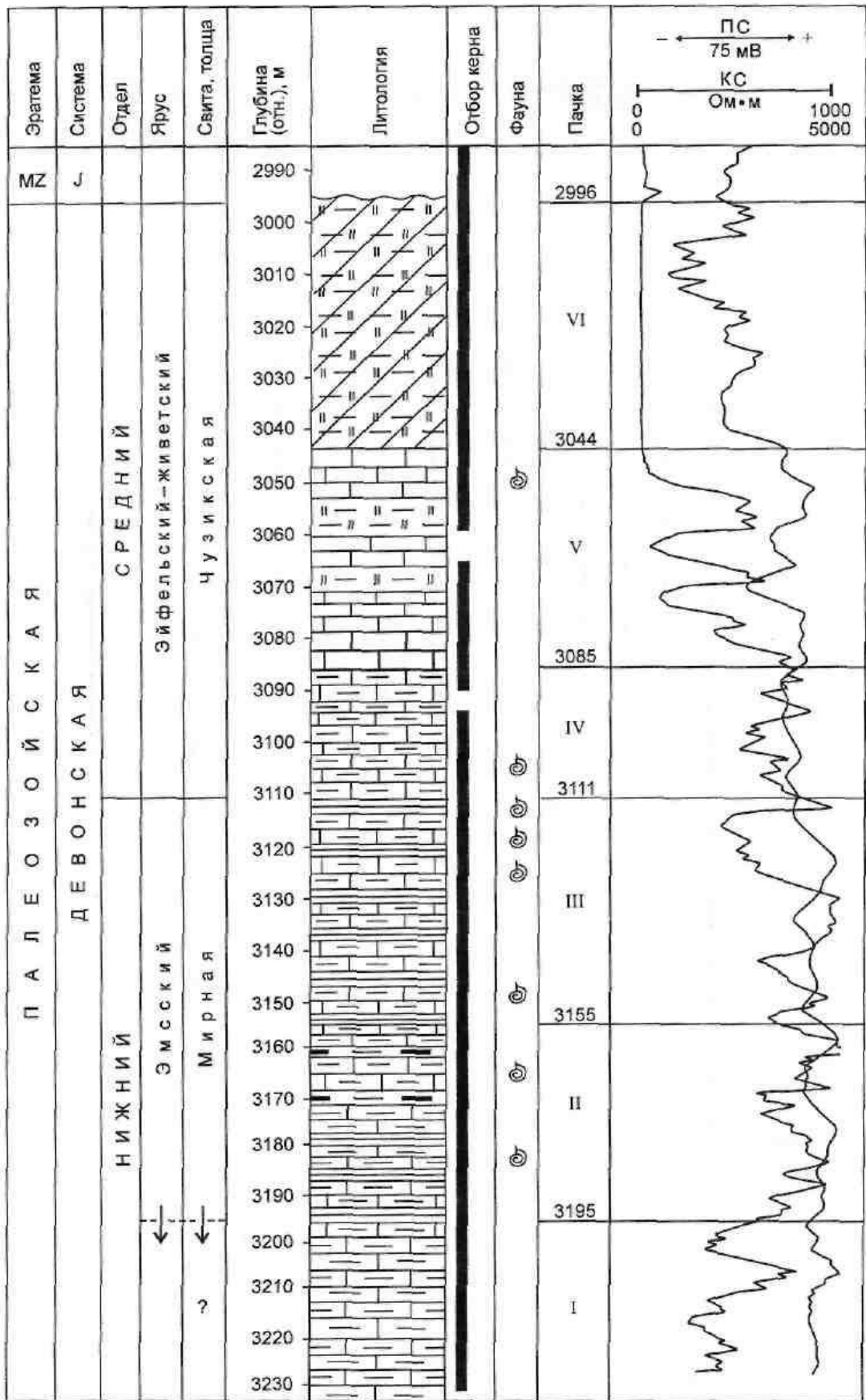


Рисунок 11 - Разрез ниже-среднедевонских отложений, вскрытый в Нюрольском структурно-фациальном районе скв. Калиновая-14, и комплексы фауны мирной толщи и чузикской свиты

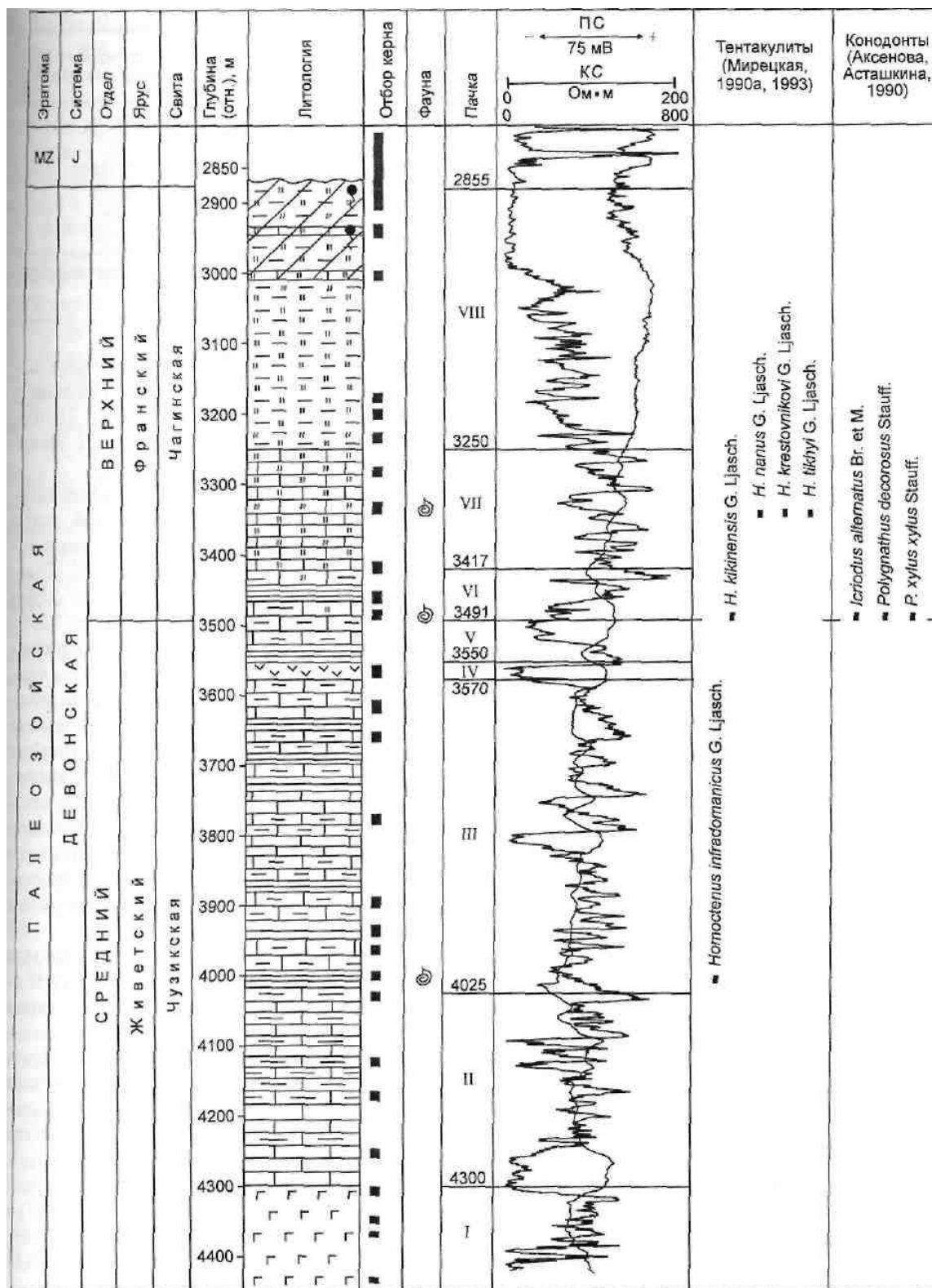


Рисунок 12 - Разрез средне-верхнедевонских отложений, вскрытый в Нюрольском структурно-фациальном районе скв. Калиновая-13, и комплексы фауны чузикской и чагинской свит

Чагинская свита располагается стратиграфически выше чузикской. Она также относится к депрессионному типу разреза. Свита названа по р. Чага, левого притока р. Чузик в Томской области. Первоначально за ее стратотип был принят инт. 2875—3480 м в разрезе скв. Калиновая-13 (рисунок 12), а на

Межведомственном стратиграфическом совещании в Новосибирске в 1998 г. изменен до 2855—3417 м. На основании имеющихся палеонтологических данных нижняя граница свиты должна располагаться на уровне 3491 м (рисунок 12 и выше). Деление рассматриваемой свиты на подсвиты отличалось постоянством, чего нельзя сказать о возрастных датировках отложений.

Нижняя подсвита в первоначальном объеме (инт. 3200–3417 м) сложена черными и темно-серыми кремнистыми, тентакулитовыми известняками и аргиллитами мощностью до 300 м. Отмечается увеличение вверх по разрезу кремнистости, появление кремней и радиоляритов. Верхняя подсвита (инт. 2855—3200 м) представлена чередующимися тонкослоистыми кремнистыми аргиллитами, кремнистыми известняками и радиоляритами мощностью до 180 м. Интервалы для подсвит, приведены по С.Н. Макаренко и др.

Исходя из стратотипа, к палеонтологической характеристике чагинской свиты (рисунок 12) можно отнести только тентакулиты, установленные в инт. 3338–3346 м. Стратиграфически ниже по разрезу этой же скважины указывается позднедевонская ассоциация конодонтов. Данный факт уже отмечался при характеристике чузиковской свиты, и ставился вопрос о возможности перемещения границы обсуждаемых свит вниз по разрезу скв. Калиновая-13, в котором определены их стратотипы.

В состав обобщенных списков фауны по подсвитам чагинской свиты входят для нижней подсвиты: тентакулиты. А для верхней подсвиты: фораминиферы, конодонты и радиолярии. В списке конодонтов для верхней подсвиты наряду с типичными для фамена формами имеются характерные нижнефранские виды. С учетом их присутствия в комплексе фауны верхней подсвиты границу подсвит нужно располагать ниже основания фамена. Следует также отметить, что вид принадлежит к позднефаменской ассоциации фораминифер.

Граница чагинской свиты с подстилающей чузиковской согласная, а с вышележащими отложениями карбона - неясная, в стратотипе - эрозионная.

Варьеганский структурно-фациальный район представляет собой северо-северо-западное продолжение Нюрольского. Вскрытые здесь фрагменты девонских разрезов по преобладающим в них терригенно-карбонатным мелководным фациям и палеонтологическому содержанию близки к полным разрезам Нюрольского района. В первой схеме стратиграфии, согласованной на Тюменском совещании 1990 г., в девонских отложениях Варьеганского района выделены три стратона, по объему отвечающие трем его отделам - варьеганской и ларьеганской толщам и лугинецкой свите. На Новосибирском совещании 1998 г. эта последовательность местных подразделений была несколько изменена. На интервал лохковского и пражского ярусов помещена верхняя часть толщи черных глинистых сланцев и известняков, возраст варьеганской толщи ограничен эмсом, для интервала среднего девона (эйфеля и живета) вместо ларьеганской толщи предложено новое подразделение - юбилейная толща, а для верхнего - сохранена в том же объеме лугинецкая свита. Положение черных сланцев и известняков в основании девона

Варьеганского района пока палеонтологически не обосновано. Для этого стратиграфического интервала (лохковский-пражский ярусы), вероятно, следовало бы сохранить варьеганскую толщу в первоначальном ее объеме. Об этом свидетельствует находка конодонтов и остракод в скв. Ван-Еганская-148 в инт. 3040—3050 м. Из грязно-серых известняков этого интервала извлечены конодонты. Приведенные формы в своей совокупности указывают на лохковский возраст включающих их известняков, что, однако, требует дополнительного подтверждения.

2.2 Тектоника

2.2.1 Тектоническое районирование

В тектоническом отношении Нюрольская впадина – крупная отрицательная структура 1 порядка находится в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты и осложняет южную часть Колтогорско-Нюрольского желоба. В рельефе фундамента для Нюрольской мегавпадины оконтуривающая изогипса принята на а. о. – 3240м, площадь составляет -11800 км², с амплитудой - 400м. Граничит Нюрольская мегавпадина: на западе с Каймысовским сводом, на северо-западе – с Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом, на востоке – с Калгачским выступом, на юге – с Лавровским наклонным валом и Межовским сводом. Структура Нюрольской впадины осложнена серией разломов северо-западного и северо-восточного простирания, разбивающих ее на ряд блоков. Выделяется много мелких разноориентированных нарушений, часть из которых проникает в осадочный чехол.

Фундамент юго-восточной части плиты, примыкающий к Алтае-Саянской складчатой области, образован погруженными под чехол структурами Салаирско-Кузнецко-Алатаусской складчатой системы, сформированными и стабилизированными салаирским тектогенезом. В фундаменте плиты здесь выделяются 3 унаследованно-наложенные впадины, являющиеся аналогичными впадинами Минусинской группы. Тегульдетская впадина, самая крупная в этом районе, сложена эффузивно-осадочными отложениями девона и терригенными породами карбона. Поверхность доюрского фундамента в пределах впадины прогнута, и платформенный чехол в нижней своей части образует также впадину.

В районе Обь-Иртышского междуречья развита Салымская складчатая система ранних герцинид. От Центрально-Западносибирской складчатой системы Салымская отделяется Чекинским краевым прогибом, а от Центрально-Казахстанской-Иртышским краевым прогибом. Фундамент центральной, северной и западной частей плиты имеет позднегерцинский возраст. На западе плиты - это погружающиеся под чехол структурные зоны Уральской складчатой системы; в центральной и северной частях Калба-Нарымская и Томь-Колыванская зоны названы Центрально-Западносибирской складчатой системой.

Обе складчатые системы завершили своё геосинклинальное развитие примерно одновременно в конце раннего карбона. Уральская складчатая система унаследованного типа развития заложилась в венде, а Центрально-Западносибирская складчатая система инверсионного типа заложилась в силуре - раннем девоне и не имела промежуточных складчатостей. Герциниды Центрально-Западносибирской и Уральской систем разделяются на значительной территории плиты крупным Уват-Хантымансийским срединным массивом. В связи с тем, что отложения впадин срединного массива формировались в условиях общего устойчивого погружения, можно предполагать существование благоприятных геохимических фаций для накопления рассеянного органического вещества и преобразования его в углеводороды.

Крупным срединным массивом фундамента в южной части Западно-Сибирской плиты является Межовский. Массив состоит из поднятого блока с Межовским гранитным батолитом и опущенного блока (Нюрольский блок).

Опущенный блок перекрыт осадочными отложениями, образующими Нюрольскую впадину. Основание массива сложено метаморфическими и магматическими образованиями, которые вскрываются скважинами на Межовской, Веселовской, Чековской, Зимней и Фестивальной площадях. Чехол представлен карбонатными, терригенно-карбонатными и терригенными толщами, мощность которых достигает 3 км.

В пределах Западно-Сибирской плиты значительные запасы нефти и газа, сосредоточены в комплексах пород, подстилающих мезозойско-кайнозойский платформенный чехол. Этот «промежуточный» комплекс составляют осадочные породы фундамента Западно-Сибирской плиты, геологически построенный очень сложно и чётко разделённый на два структурных этажа. Первый (нижний) этаж состоит из складчатых, метаморфизованных, а местами даже кристаллических пород, насыщенных интрузивными образованиями, сформированных в результате геосинклинальных движений земной коры. Второй (верхний) этаж образуют преимущественно осадочные слабо дислоцированные, практически не метаморфизованные образования различного состава. Эти постгеосинклинальные образования слагают отрицательные структурные формы первого (нижнего) структурного этажа и поэтому не имеют сплошного распространения. Доюрский фундамент в пределах Западно-Сибирской плиты перекрыт мощным чехлом платформенных мезозойско-кайнозойских отложений.

Таким образом, в фундаменте Западно-Сибирской плиты выделяется целая система впадин и прогибов, выполненных осадочными отложениями палеозойского возраста, представляющих несомненный интерес для поисков залежей нефти и газа.

Мощность и площади распространения осадочных доюрских образований определены как разность гипсометрических отметок кровли геосинклинальных образований и подошвы мезозойско-кайнозойского чехла.

Глубины залегания геосинклинальных комплексов варьируют в очень широких пределах от выхода на поверхность в зоне обрамлений до 10-12 км. на севере плиты.

Поверхность геосинклинального комплекса образует крупные отрицательные и положительные структуры, сформированные как геосинклинальным процессом, так и

постгеосинклинальными движениями. Отрицательные структуры геосинклинального комплекса выполнены орогенными и постгеосинклинальными образованиями. Эти осадочные бассейны в целом хорошо коррелируются с простиранием складчатых структур.

Зная возраст складчатости фундамента, можно прогнозировать стратиграфический объём и формационный состав эпигеосинклинальных осадочных бассейнов и, следовательно, иметь первое представление о перспективности их на нефть и газ.

Сравнительный анализ геологического строения осадочных бассейнов доюрского фундамента плиты показывает, что наибольшими перспективами на нефть и газ обладают бассейны срединных массивов. Этот вывод подтверждается и нефтепоисковыми работами в Нюрольском бассейне. Перспективность бассейна связана с существенно карбонатным типом разреза, формирующегося в стадию максимального прогибания окружающих геосинклинальных систем. На стадии инверсии и гранитизации отдельных блоков фундамента срединных карбонатные отложения подвергались воздействию повышенного теплового потока, способствовавшего наиболее полному преобразованию органического вещества в нефть и газ. Наибольшими перспективами на нефть и газ обладают протоорогенные прогибы и внутренние впадины, сложенные молассовыми верхнепалеозойскими, чаще всего континентальными, вулканогенно-осадочными образованиями. Бассейны унаследованно-наложенных впадин характеризуются средними перспективами нефтегазоносности, однако при их оценке следует учитывать и опыт нефтепоисковых работ такого типа, бассейнах в пределах южного обрамления Западно-Сибирской плиты.

2.2.2 Особенности тектонического развития Нюрольской впадины

Материалы сейсморазведки, потенциальные поля и результаты бурения свидетельствуют о том, что в течение нижней, средней и верхней эпох юрского периода тектонические движения продолжались, часто с разломообразованием разной амплитуды. При каждом тектоническом импульсе менялось гипсометрическое положение и усложнялась морфология структур.

Отражающая сейсмическая граница Φ_2 , - (подошва осадочного комплекса) удовлетворительно или хорошо прослеживается по сейсморазведочным данным, по ней можно намечать и прослеживать в плане ослабленные дизъюнктивными зоны, развившиеся в различные этапы накопления нижнеюрских отложений. Следует отметить, что не всегда полученные данные сейсморазведки являются кондиционными на больших глубинах, особенно на территории юго-восточной части Нюрольской впадины, где основными палеозойскими объектами являются органогенные карбонатные постройки.

Исследуемые локальные поднятия, приуроченные к юго-восточной части Нюрольской впадины выявлены сейсморазведочными работами МОГТ по отражающему сейсмическому горизонту Φ_2 (подошва мезо-кайнозойского

осадочного чехла). Сложность выявления и уточнения строения локальных структур рассмотрим на примере Арчинского локального поднятия.

В 1980 году Арчинская структура выявлена как перегиб между Урманской и Нижнетабаганской локальными структурами. В 1982 г. детализационными сейсморазведочными работами уточнён структурный план по горизонту Φ_2 . В результате выявлено и оконтурено по изогипсе – 3040м Арчинское локальное поднятие с амплитудой 160 м и площадью около 50 км², почти изометричной формы субширотного простирания и находящееся на одной террасе с Урманской и Нижнетабаганской структурами. Северо-восточный и юго-западный склоны Арчинской структуры более крутые. Эти склоны, согласно рисовке структурного плана по горизонту Φ_2 осложнены дизъюнктивными нарушениями северо-западного простирания, по которым проведены границы структуры в её северо-восточной части и юго-западной.

Достоверность существования дизъюнктивных нарушений не подтверждается результатами бурения скважин в пределах исследуемой площади. Видимо здесь проходят зоны замещения мощных толщ пород разного литологического состава. На склонах развита достаточно мощная кора выветривания и здесь на склонах выклиниваются более молодые терригенные осадки ниже-среднеюрского возраста, которые являются боковыми экранами, т.е. продолжением покрывки залежи УВ Арчинского месторождения. Вероятнее всего на таких участках, где крутопадающие склоны и прослеживается резкая смена литологического состава пород, сейсмическая волна из-за отсутствия отражающей площадки скользит вниз и затухает. В такой ситуации при интерпретации сейсмических материалов ошибочно проводятся дизъюнктивные нарушения. Юго-восточный склон Арчинского локального поднятия более пологий и плавно переходит в западный склон Нижнетабаганского поднятия.

Детализационные сейсморазведочные работы на Арчинской площади проводились многократно, но в процессе разбуривания площади, после бурения очередной разведочной скважины структурный план не подтверждался. Расхождения гипсометрической отметки кровли доюрского фундамента в разрезе скважины отличались на 50–100 метров со структурным планом.

На Калиновом месторождении залежь, вскрытая скважиной б приурочена к коре выветривания развитой по известнякам. Залежь связана только с западным куполом, в котором кора выветривания обладает лучшими фильтрационно-емкостными свойствами. Особенностью ловушек в рифогенных постройках является их незначительные размеры по площади (200 на 300 метров). Сейсморазведка имеет определенные сложности при выявлении таких ловушек, т.к. такие залежи имеют резкую фациальную изменчивость по латерали, а, следовательно, и разные скорости пробега акустических волн, при интерпретации при резкой смене скорости пробега акустической волны на небольшом расстоянии обычно рисуют разлом. Хотя зачастую его там нет. В связи с этим возникают сложности заложения проектных скважин при поисках нефти и газа. В тоже время преимуществом таких ловушек является их

мощность 100-200 метров, в литературе встречаются значения до 450 и даже 700 метров.

Эрозионно-тектоническая поверхность доюрских комплексов в некоторых случаях образуют формы рельефа доюрского основания, часто не находящиеся в унаследованной связи с локальными складками в юрских отложениях, но в большинстве случаев более крупные структурные формы в юрских отложениях находятся в унаследованной связи от структурных форм в доюрских комплексах, особенно от эрозионно-тектонических выступов доюрских комплексов.

2.3 Нефтегазоносность

Первый промышленный фонтан палеозойской нефти на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции получен в 1963 году из скважины 6 Медведевской площади, входящей в состав Советского нефтяного месторождения на юго-восточном склоне Нижневартовского свода, расположенного в северной части Томской области.

На протяжении последних 40 лет проблему нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири изучали в Томских и Новосибирских научно-исследовательских институтах, что позволило открыть около 30 месторождений и столько же выявить нефтегазопроявлений в кровле доюрского фундамента в приподнятых участках фундамента (Красноленинский, Шаимский, Межовский, Александровский, Нюрольский районы). Отмечу, что наиболее изученной является Нюрольская впадина, где выявлено около 20 залежей УВ в отложениях доюрского фундамента.

Мощности и площади развития нижней карбонатно-терригенной пачки отложений среднего палеозоя, развитые в орогенных прогибах, впадинах, представляющих наибольший интерес, с точки зрения перспектив их нефтегазоносности, по нашим данным, сравнительно небольшие. По мощности они не превышают 1-2 км и развиты в центральных частях прогибов. Терригенно-карбонатный комплекс значительно возрастает по мощности и площади распространения среднепалеозойских карбонатно-терригенных образований южной части плиты, допускающие широкое, почти сплошное распространение карбонатно-терригенных образований среднего палеозоя. Эти мнения основываются на предположении о структурной природе нижней преломляющей границы, формируемой сейсмическими зондированиями (горизонт I). В южной части плиты выполнены значительные объемы площадных сейсмических зондирований методом преломленных волн и ГСЗ. На сейсмических разрезах ниже подошвы платформенного чехла прослеживаются две преломляющие границы. Горизонт Ф с граничной скоростью 5,5-6,2 км/с прослеживается непрерывно в интервале глубин 2,8 – 4 км. Нижняя граница – горизонт Ф-I с граничной скоростью 6,2-6,4 км/с -прослеживается на отдельных участках на глубинах 6-8 км.

Одним из таких перспективных и потенциально нефтеносных участков является Нюрольский прогиб Межовского срединного массива, по площади совпадающий с одноимённой мезозойской впадиной. Бурение многочисленных скважин и геофизические данные указывают на весьма сложное геологическое строение палеозойских отложений бассейна, их значительную дислоцированность (Елей-Игайская, Водораздельная, Малоичская). Карбонатно-терригенные отложения здесь имеют среднедевонско-нижнесилурийский возраст и характеризуется большой мощностью, достигающей, возможно 3 км. Также выявлены залежи нефти и газа в верхнедевонских и нижнекаменноугольных карбонатных отложениях.

Полученные в настоящее время промышленные притоки нефти из верхней части разреза на Малоичской, Верх-Тарской, Урманской, Тамбаевской, Калиновой площадях (более 20 залежей в юго-восточной части Нюрольской впадины), очевидно, связаны с формированием залежей в зоне трещиноватости карбонатных отложений. Бурение Малоичской параметрической скважины показало, что нефтепроявления имеют место и на значительных глубинах от поверхности палеозойского фундамента. Сложность геологического строения палеозойских глубоко залегающих отложений в этом районе не позволяет в настоящий период судить однозначно о их нефтегазоносности и тектонике. Изучение нефтегазоносности Нюрольского бассейна является важной задачей.

В настоящее время во многих регионах мира известны и детально исследованы залежи нефти и газа, где коллектором является кора выветривания или зона трещиноватости и кавернозности пород поверхности складчатого фундамента.

2.3.1 Нефтегазоносность доюрских образований

Нюрольский палеозойский бассейн расположен на северо-востоке Межовского свода, являющегося основной частью позднегерцинской Центрально-Западносибирской складчатой системы. В нефтегазоносном отношении юго-восточная часть Нюрольской впадины входит в состав Казанского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области, юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Здесь в кровле доюрского фундамента широкое распространение имеют органогенные постройки, которые являются хорошими ловушками для залежей углеводородов. Арчинская органогенная постройка расположена на восточной периферии Чижапской карбонатной банки. Здесь на основании сейсморазведочных работ и интерпретации скоростных (V), плотностных и магнитных (To) характеристик в кровле палеозоя был выделен пояс развития органогенных (рифовых) построек, литофации амфипоровых и сгустковых известняков и поля пород, которые по физическим свойствам схожи с чередующимися пачками аргиллитов, глинистых известняков, кремней и т.п. [13].

Представление о том, что нефти образуют мелкие скопления в коре выветривания палеозоя за счет миграции из мезозоя, не согласуется с новыми

данными. Во-первых, эти нефти содержатся не в коре выветривания, а в невыветрелых породах. Во-вторых, на юго-востоке Западно-Сибирской плиты расстояния по разрезу между палеозойскими нефтеносными породами и ближайшими к ним юрскими продуктивными пластами на большинстве площадей значительно превышают амплитуды локальных поднятий. В-третьих, изучение водо-растворённых органических веществ показало отсутствие гидродинамических связей между палеозойскими и юрскими продуктивными горизонтами. В-четвертых, палеозойские нефти отличаются от юрских по многим показателям: углеводородному составу, содержанию серы, смол, асфальтенов и парафина, по оптической активности, изотопному составу углерода и серы.

Наиболее древние породы выходят на доюрскую поверхность в пределах Межовского выступа. Здесь большой группой скважин на Межовской и Веселовской площадях, а также единичными скважинами на Братской, Ургульской, Бергульской и Тартасской площадях вскрыт крупный по размерам, сложнопостроенный многофазный гранитный батолит, который состоит из биотитовых, микроклиновых гранитов, гранодиоритов, диоритов, гранитогнейсов и гнейсов.

Малоичская скв.4 вскрыла среднепалеозойские отложения, которые представлены серыми, органогенно-детритовыми известняками, доломитами и доломитизированными известняками, нередко битуминозными, трещиноватыми. Керн имеет брекчеевидный вид, что связано, вероятно, с влиянием зоны разлома.

Тамбаевская скв.3 вскрыла известняки серые, светло-серые, массивные, разбитые многочисленными и разноориентированными трещинами, выполненными белым и розовым кальцитом. Известняки органогенные и органогенно-бломочные. Возраст их средний-верхний девон. Выше по разрезу вскрыты алевролитоглинистые. Судя по степени литификации и присутствию растительного детрита, вероятно эти породы выполняют полости древнего карста.

Еллей-Игайская скважина прошла по ритмично переслаивающимся глинистым известнякам светло-серого цвета; угол падения слоев по керну 65° .

В скважине 2. Водораздельной площади вскрыто переслаивание мелкокристаллических известняков с известняковыми алевролитами и песчаниками.

Известняки среднего-верхнего девона встречены скважинами на Нижне-Табаганской, Майской, Верх-Тарской площадях и Водораздельной скважиной 1. Помимо известняков встречены эффузивы на ряде площадей (Верх-Тарской, Малоичской, Калиновой), а на Останкинской площади глинистые сланцы.

Комплекс переслаивания карбонатных и глинисто-сланцевых пород по возрасту, вероятно, охватывает верхний девон - нижний карбон.

В пределах распространения карбонатных отложений девона, в зонах развития палеокарста, судя по частоте встречаемости, очевидно, широко развиты бокситы. Бокситовый горизонт вскрыт на Урманской площади скв.2. Расположен он по всей вероятности, в карсте, в пределах массивных известняков палеозоя. Подобные образования бокситов встречены на Лугинецкой, Чарымовской площадях.

Из анализа геологических и геофизических материалов следует, что Нюрольский бассейн выполнен карбонатной и терригенно-карбонатной формациями

с пластовыми телами эффузивов основного состава. Возраст формаций от силура до верхнего-среднего девона включительно.

При вскрытии поверхности палеозойских отложений наблюдаются интенсивные поглощения и потери циркуляции бурового раствора. Особенно сильно эти явления отмечаются на площадях, где палеозойские отложения представлены карбонатным комплексом, что в совокупности с бокситами, приуроченными к карстовым полостям, указывает на процессы интенсивного выветривания в условиях расчлененного рельефа гумидного климата с привнесом растворов, обогащенных CO_2 .

Поисково-разведочными работами на ряде площадей Нюрольского бассейна в верхней выветрелой зоне пород палеозоя и коре выветривания выявлены залежи нефти и газа. Так, на Северо-Останкинской площади в скв.3 в интервале 2793-2842 м из кавернозных серых и светло-серых доломитов получен приток нефти 38 м³/сут и газа 5 тыс. м³/сут на Нижнетабаганской площади в скв.3 в инт. 2995-3010 м и органогенных известняков приток нефти был от 24 до 150 м³/сут в скв.4 при испытании трещиноватых известняков в интервале 3080-3090 м приток нефти составил 22 м³/сут и 41 м³/сут.

На Калиновой площади наиболее интенсивные притоки нефти и газа были получены при испытании ска. 6, где в интервале 2990-3005 м дебит нефти составил 19,7 м³/сут, а газа 57,6 тыс. м³/сут. При испытании ска. 1 на этой же площади из зоны контакта мезозоя с палеозоем получили приток водонефтяной эмульсии дебитов 1,1 м³/сут.

На Урманской площади в скв. 1 из органогенных известняков в интервале 3060-3073 м приток нефти составил 38,4 м³/сут. В скв. 2 залежь приурочена к пласту бокситов, залегающих на органогенных известняках. Приток нефти получен совместно с водой (нефти-2,5 м³/сут, воды- 42,7 м³/сут). Скв.4, расположенная на погруженном борту Урманского выступа, вскрыла палеозойские карбонаты на 220 м и ниже, чем в скв.1 и 2. Урманская нефть обладает плотностью 0,88. Повышенная плотность связана с увеличением содержания в ее составе смол (9,1 %) и асфальтенов (4,9 %). Она более сернистая (0,43 %) чем та, которая была получена из осадочного чехла. Особенностью нефти является высокое значение спектрального коэффициента K_4 , выражающего отношение суммарной ароматичности к количеству метиленовых цепей, что обусловлено повышенной ароматичностью ($K_1=0,65$) и пониженным содержанием *n*-парафиновых цепей ($K_2=0,85$). В ИК спектре этой нефти отмечается поглощение с четким максимумом на частоте 1710 см⁻¹ карбонильных С=О групп ($K_3 = 0,63$), косвенно характеризующих степень окисленности нефти, [Глебовская, 1963], т.е. повышенная ароматичность нефти с Урманской площади связана, скорее всего, с ее окисленностью. Разветвленность парафиновых УВ высокая ($K_5=0,53$). Присутствие в этой нефти существенного количества кислородсодержащих соединений сказалось на соотношении производных бензола – возросла роль соединений с более высокой степенью замещения ($A_1>A_3>A_4>A_2$) [Гончаров И.В., 2005].

Во фракции, выкипающей выше 200⁰С, снижена роль насыщенных углеводородов, что сказалось на понижении отношения метаково-нафтеновых

УВ к нефтено-ароматическим. Для этой нефти характерно низкое содержание изопреноидных углеводородов. Среди идентифицированных изопреноидов (iC_{15} – iC_{21}) на долю пристана и фитана приходится 47,6 %. Отношение суммы низкомолекулярных гомологов к сумме пристана и фитана составляет всего 0,83. Пристан преобладает над фитаном ($iC_{19} - iC_{20} = 1,5$).

На Арчинском месторождении залежь нефти с газовой шапкой массивного типа, приурочена к карбонатному выступу доюрского фундамента. Глубина залегания кровли залежи 3012–3115 м, высота залежи в своде структуры до 100 м, на периферии до 40 м. Высота залежи полностью не вскрыта. Залежь по результатам ГДИС состоит из нескольких гидродинамически изолированных пропластков – линз. Залежь характеризуется коллектором с очень низкой механической прочностью. При сопоставлении результатов лабораторных исследований керн с материалом ГИС, установлено, что вынесенный керн характеризует, в основном, плотные породы, не являющиеся коллекторами (коэффициенты пористости, определенные по керну составляют в основном 0,2–2,8 процентов, породы проницаемые). Поэтому выделение эффективных толщин, определение основных подсчетных параметров проводилось по материалам промыслово-геофизических исследований. В кровельной части залежи коллектор преимущественно трещинно-каверново-поровый, общая пористость составляет от 5,3 % до 25 %, в некоторых прослоях до 29 %. Вниз по разрезу коллектор в основном кавернового типа с общей пористостью 2-9,4 %.

Интересные данные получены при испытании зоны трещиноватых известняков, расположенных на глубине 560 м от поверхности палеозоя в скв.3 Тамбаевской площади. Здесь испытателем пластов получено 9,5 м³/сут пластовой воды с большим содержанием растворенного газа. Минерализации воды 57,3 г/л (содержание йода – 38,16 мг/л, брома – 241,52 мг/л). Тип воды хлоркальциевый. Растворенный газ содержит метана 90,64%, ТУ до 3,93%. Из интервала 3443-3492 м испытателем пластов также была получена вода.

На Останинской площади к выветрелой зоне глинистых сланцев приурочено газоконденсатное месторождение. На восточном крыле поднятия по поверхности палеозойских отложений, в кровле зоны выветривания, на известняках, располагается залежь нефти. Здесь при испытании скв. 438 из интервала 2750-2755 м получили приток нефти дебитом 2,58 м³/сут.

На Малоичской площади в скв.2, где из интервала 2842-2871 м дебит нефти составлял 57,5 м³/сут при 6 мм штуцере, а на штуцера 10 мм дебит нефти -120 м³/сут. Бурение последующих скважин 6 и 7 подтвердило наличие залежи нефти и газа на Малоичской площади.

Физико-химические свойства палеозойской нефти типичны для рассматриваемых месторождений и приводятся в таблицах 2, 3 и 4. По пробам отобраным на устье газ по составу метановый 83–91 %. Нефть легкая – плотность 0,816 г/см³, маловязкая – вязкость 2,496 мм²/с при 50⁰С, малосмолистая, смол – 5,34 %, асфальтенов – 0,53 %, высокопарафинистая, парафинов – 8,34 %, по содержанию серы – 0,53 % относится к сернистым, имеет высокое содержание светлых фракций (отгон до 200⁰С – 37,7 % масс., до 350⁰С –

66,2 %). По групповому углеводородному составу светлых дистиллятов нефть относится к парафиновому типу [Пухляков Л.А. 1992].

Таблица 2 - Физические свойства пластовой нефти Арчинского месторождения, скв. 41.

Параметры	Ед. измерения	Проба 1	Проба 2	среднее
Интервал пласта	м	3088-3092	3088-3092	
Коэффициент сжимаемости нефти	$10^{-4}1/\text{МПа}$	4,3044	16,91	10,6072
Газосодержание отнесенное к ед. объема	$\text{м}^3/\text{м}^3$	111,93	99,88	105,9028
Газосодержание отнесенное к ед. веса	$\text{м}^3/\text{т}$	130,15	115,82	122,9854
Объемный коэф. нефти в пл. условиях		1,3747	1,382	1,37835
Усадка нефти	%	27,2578	27,6435	27,45065
Плотность сепарированной нефти при 20 °С	$\text{г}/\text{см}^3$	0,86	0,8623	0,8612
Плотность неразгаз-ной нефти при пл. усл.	$\text{г}/\text{см}^3$	0,6975	0,6857	0,6916
Средняя плотность попутного газа	$\text{г}/\text{литр}$	0,8831	0,8538	0,8685
Средний коэф. растворимости газа	$\text{м}^3/\text{м}^3\text{МПа}$	0,6135	0,5906	0,60205
Вязкость нефти при пл. условиях	$\text{МПа}\cdot\text{с}$	1,4707	1,2564	1,36355
Кинематическая вязкость разгазир. нефти	$\text{мм}^2/\text{с}$	20,093	74,017	47,055
Давление насыщения	МПа	18,243	16,91	17,5765

Эрозионно-тектонические выступы создаются блоково-глыбовыми движениями по разломам в пределах крупных отрицательных структур фундамента (синклиниях, межгорных прогибах, внутренних впадинах). Наиболее благоприятны в смысле емкостных свойств выступы, сложенные карбонатами или серпентинитами. Практика нефтяной геологии показывает, что карбонатные породы в зонах повышенной трещиноватости, обусловленной выщелачиванием, доломитизацией или дизъюнктивными нарушениями, являются очень ёмким коллектором с прекрасной проницаемостью.

Таблица 3 - Физические свойства нефти, Арчинского месторождения, скв. 44.

Параметры	Ед. измерения	Проба 1
Интервал пласта	м	3094-3115
Пластовое давление	МПа	32
Пластовая температура	$^{\circ}\text{C}$	103
Коэффициент сжимаемости нефти	$10^{-4}1/\text{МПа}$	2,67
Газосодержание отнесенное к ед. веса	$\text{м}^3/\text{т}$	59,46
Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях		1,176

Параметры	Ед. измерения	Проба 1
Плотность сепарированной нефти при 20 °С	г/см ³	864,1
Плотность неразгазированной нефти при пл. усл.	г/см ³	0,816
Средняя плотность попутного газа при 20 °С	кг/м ³	1,086
Вязкость пластовой нефти	МПа*с	1,849
Вязкость сепарированной нефти	МПа*с	32,87
Давление насыщения	МПа	11

Таблица 4 - Физические свойства пластовой нефти Сев. Калинового месторождения, скв. 23.

Параметры	Ед. измерения	Проба 1	Проба 2
Интервал пласта	м	3022-3047	
Пластовое давление	МПа	28,161	
Пластовая температура	°С	103	
Коэффициент сжимаемости нефти	10 ⁻⁴ 1/МПа	22,05	17,88
Газосодержание отнесенное к единице объема		20,83	36,25
Газосодержание отнесенное к единице веса	м ³ /т	22,98	42,1
Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях		1,1302	1,1521
Усадка нефти	%	11,52	13,2
Плотность сепарированной нефти при 20 0С	г/см ³	0,752	0,861
Плотность неразгазированной нефти при пластовом давлении и пластовой температуре		0,816	0,782
Средняя плотность попутного газа	г/литр	1,8704	1,1219
Средний коэффициент растворимости газа		5,411	5,186
Вязкость нефти при пластовом давлении и пластовой температуре	МПа*с	1,11	
Вязкость сепарированной нефти		5,05	35,05
Давление насыщения		3,849	9,304

Перспективными в этом отношении является район повышенной трещиноватости карбонатов в зонах разломов, которые можно картировать по гравимагнитным аномальным полям. Большой интерес представляют зоны развития карста в массивных известняках. Как показало бурение Тамбаевской скв. 3, карстообразование проникает на значительные глубины и зоны выщелачивания

обладают хорошими коллекторскими свойствами. В связи с этим залежи могут сформироваться в карстах не только в приповерхностной части доюрских образований, но и на значительных глубинах. Поэтому палеозойские карбонаты следует вскрывать на глубину не менее чем 500м.

2.4 Гидрогеология

2.4.1 Водоносные комплексы Нюрольской впадины

Нюрольская впадина по гидрогеологическому районированию находится в пределах Западно – Сибирского артезианского бассейна. Объем вод в его водоносных горизонтах превышает 475 тысяч м³.

Характерной особенностью бассейна является расположение его в гумидной зоне, в полосе весьма избыточного увлажнения, что определяет основные особенности формирования состава подземных вод.

Исследуемый район работ характеризуется закрытостью, так как в разрезе выделяются регионально распространенные водоупорные толщи, сложенные глинисто-аргиллитовыми породами.

Мощной толщей глин турон-нижне-олигоценового возраста бассейн разделен на два гидрогеологических этажа.

Нижний гидрогеологический этаж, представляющий основной с точки зрения нефтегазоносности интерес, в свою очередь, на основании геолого-гидрогеологических и геофизических материалов делится на ряд водоносных комплексов, разделенных глинистыми водоупорами.

Верхний гидрогеологический этаж включает отложения олигоцен-четвертичного возраста и существенно отличается от нижнего этажа. Этот комплекс содержит пресные воды. В нижней части комплекса залегают водоносные горизонты чеганской свиты (верхний эоцен - нижний олигоцен). Глубина залегания кровли составляет 101-343 м. Удельные дебиты колеблются в пределах 0,12-0,37 л/сек, коэффициент фильтрации – 0,12-0,49 м/сут. Минерализация вод достигает 400 мг/л, по составу они гидрокарбонатно-хлоридные, среди катионов преобладает кальций, реже магний. Температура вод изменяется от 2,4 до 3,9°С, содержание общего железа близко к санитарным нормам – 0,3-1 мг/л.

Гидрогеологический разрез расчленяется на пять водоносных комплексов:

- 1) Палеоген-четвертичный;
- 2) Верхнемеловой (алымская и покурская свиты);
- 3) Нижнемеловой (киялинская, тарская и куломзинская свиты);
- 4) Юрский (васюганская и тюменская свиты);
- 5) Доюрский (кора выветривания и зоны трещиноватости палеозойских пород).

Палеоген-четвертичный водоносный комплекс.

Водоносными породами являются глинисто-аргиллитовые отложения. Кровля комплекса совпадает с поверхностью земли (территория заболочена). Подошва находится предположительно на глубине 300-400м.

Водовмещающими породами являются пески, обладающие высокой водообильностью. Воды комплекса пресные, гидрокарбонатно-кальциево-магниевые с минерализацией 0,2-0,4 г/л. Питание комплекса- атмосферное, разгрузка приурочена к долинам рек.

Верхнемеловой (сеноман-аптский) водоносный комплекс.

В районе месторождения комплекс представлен отложениями покурской и алымской свит. Водоупорная кровля находится на глубине 600-650м. Водоупором является глины кузнецовской свиты, нижним водоупором-глинистые образования кошайской пачки, входящей в состав алымской свиты. Водосодержащими являются песчаные разности. Наиболее высокой водообильностью характеризуются отложения покурской свиты. Воды имеют минерализацию от 4 г/л (верхние водоносные горизонты) до 16 г/л (нижние водоносные горизонты), состав меняется от хлоридно-магниевого до хлоридно-кальциевого. Питание осуществляется, в основном, в краевых частях бассейна. Разгрузка частично происходит в долинах р. Оби и Томи, а основная разгрузка сосредоточена в центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна.

Нижнемеловой водоносный комплекс.

Представлен отложениями киялинской, тарской и куломзинской свит. Водоупорная кровля находится на глубине 1500м и представлена глинистыми отложениями кошайской пачки. Подстиляется комплекс аргиллитами куломзинской свиты. Общая толщина комплекса 1000м, средняя эффективная - 250м. Отложения комплекса значительно менее водообильны по сравнению с вышележащими. Водосодержащие песчаные горизонты плохо выдержаны как по площади, так и по разрезу.

Воды хлоридно-кальциевого типа, минерализация 18,5 г/л. Питание комплекса происходит в краевых частях бассейна, разгрузка - в центральных и северных.

Юрский водоносный комплекс.

Юрский водоносный комплекс включает отложения васюганской и тюменской свит. Водоупорной кровлей являются аргиллиты бажендовской свиты. Кровля находится на глубине 2530-2610м. Водоупорная подошва не имеет повсеместного распространения: на центральном куполе месторождения отмечается отсутствие глинистых отложений в подошве тюменской свиты. Толщина комплекса находится в пределах 250-450м. Минерализация вод – 18г/л. Воды сильно газонасыщены. Питание комплекса осуществляется в районах горного обрамления, разгрузка в северных акваториях.

Юрский водоносный комплекс включает три водоносных горизонта: верхнеюрский, средне-верхнеюрский, ниже-среднеюрский

Верхнеюрский водоносный горизонт – охватывает пласты горизонта Ю1, входящего в состав васюганской свиты. Горизонт включает широко развитые песчаные пласты Ю10, Ю11, Ю12, Ю13 и Ю14. Водовмещающими отложениями являются песчаники и алевролиты, переслаивающиеся с аргиллитами и редкими прослоями углей. Наиболее изучен пласт Ю11. Водообильность пласта низкая: максимальный приток при испытании в колонне был получен в скв.3 – 1,3 м³/сут. на динамическом уровне 417м.

Минерализация пластовых вод горизонта Ю1 достаточно высокая, она составляет 31,9-40,1 г/л. Тип вод по составу хлоридно-натриевый. Содержание йода 4,8-10,3 мг/л, брома – 56,6-304 мг/л, бора – 66,1-207,5 мг/л, аммония – 60-195 мг/л. Из редких элементов отмечается высокое содержание стронция – 540 мг/л.

Характерные особенности химического состава вод верхнеюрского возраста следующие:

- минерализация вод колеблется от 18,5 до 48,1 г/л, а высокие величины ее (30,7-40,1 г/л) отмечаются в восточной части месторождения;

- содержание гидрокарбонат-иона изменяется в значительных пределах от 134 до 927,2 мг/л, при этом повышение его отмечается также в восточной части;

- содержание бора составляет 14-27 мг/л, распределяясь по площади равномерно;

- содержание иона аммония колеблется в больших пределах: от 20 до 84,4 г/л;

- в восточной части месторождения отмечаются высокие концентрации железа, достигающие 151 мг/л;

- из микроэлементов (стронций, литий, рубидий, цезий и др.) замечено повышенное содержание стронция – до 780 мг/л, существенно превышающее промышленную кондицию.

Средне-верхнеюрский водоносный горизонт включает песчаные пласты Ю2, Ю3 и Ю4 Ю6, составляющие верхнюю часть тюменской свиты. Пласт Ю3 широко распространен. В процессе испытания пласта вода была получена из скважин 5, 7 и 20 на Калиновой площади. Водообильность пласта низкая, только из скважины 14 Калиновая был получен приток – 11,4 м³/сут, минерализация из этой скважины 54 г/л. Воды газонасыщенные: содержание газа составляет 1,4-2,5 м³/м³.

В пласте Ю4 вода была получена только из скважины 12 Калиновая. Дебит составил 12 м³/сут. на штуцере 8мм, минерализация воды -55,4 г/л.

Нижнесреднеюрский водоносный комплекс охватывает песчано-глинистые отложения урманской, тогурской, салатской свит и нижней части тюменской свиты, толщины которых на месторождениях Нюрольской впадины резко изменяются. Песчаные водоносные пласты не выдержаны по площади, часто замещаются глинистыми разностями или выклиниваются. Песчаники обладают низкими коллекторскими свойствами и поэтому характеризуются низкой водообильностью. При опробовании из пластов Ю2 и Ю3 получены

притоки воды 11,8 м³/сут на уровне 1512 м и 6,3 м³/сут на уровне 423 м соответственно. Воды напорные, статические уровни устанавливаются на абсолютных отметках +70,5 м и +91,3 м. Тип вод по химическому составу хлоридно-натриевый с минерализацией до 70 г/л, состав растворенного газа метаново-азотный.

Доюрский водоносный комплекс.

Комплекс приурочен к верхней части палеозойских образований - отложениям коры выветривания и нижележащим трещиноватым карбонатным породам. Большое количество зон дизъюнктивных нарушений и преимущественно трещинные, трещинно-карстовые коллекторы обуславливают неоднородность и анизотропию фильтрационных и емкостных свойств, а также неоднородность химического состава подземных вод.

Водоупорная кровля представлена аргиллитами нижней части тюменской свиты и не имеет повсеместного распространения. Водоупорная подошва не вскрыта. Воды имеют повышенную минерализацию до 68 г/л, состав вод хлоридно-кальциевый. Питание осуществляется в районах горного обрамления, разгрузка в северных акваториях. Преобладающим типом вод по химическому составу является хлоридно-натриевый. Воды характеризуются большей степени метаморфизации химического состава (Na/Cl – 0,91-1,07) по сравнению с юрским водоносным комплексом (Na/Cl – 0,75).

Для более глубоких горизонтов палеозоя характерны низкие значения степени метаморфизма (скв.9 Калиновая, скв. 21 Северо-Калиновая глубина 3084-3096 м, 3248-3259 м). Воды имеют повышенную минерализацию до 68 г/литр, средняя величина минерализации 48 г/литр. Повышенно содержание большинства макро- и микрокомпонентов по сравнению с юрским водоносным комплексом. Хлор-бромный коэффициент составляет в среднем 290. Установлено промышленное содержание йода – 25,38 мг/литр и брома - 139,17 мг/литр в скважине 3 Калиновая (инт. 3003-3012 м - кровля коры выветривания). В скважине 43 Солоновской (инт. 3056-3076 м) содержание йода – 24,4 мг/литр, брома - 1140 мг/литр.

Отмечается закономерное увеличение содержания брома, аммония и резкое понижение содержания сульфат-иона в водах месторождений по отношению к водам непродуктивных структур. Общим для вод палеозоя является их кислая реакция, поскольку величина рН составляет, как правило 6,0-6,2.

Газонасыщенность вод доюрских образований изменяется в широком диапазоне: от 0,25 м³/м³ на непродуктивных структурах, до 4,0 м³/м³ (скв. 21 Северо-Калиновая). Химический состав водорастворённых газов Нюрольского прогиба повсеместно метановый (СН₄ - 87-95%), содержание азота в пределах 0,6-3,0%, углекислый газ варьирует от 0,9 до 3,8%. Сероводород отсутствует. Следует отметить присутствие в доюрском водоносном комплексе повышенного содержания гелия - до 0,03%, что свидетельствует о его глубинном происхождении. Таким образом, химический состав вод юрских и палеозойских отложений, высокая степень метаморфизма, значительная

удалённость от областей питания и разгрузки свидетельствует о застойном характере вод.

В пределах данного комплекса практически повсеместно распространены водорастворённые газы метаного типа. Содержание метана в них достигает 92,79, азота - до целых единиц, углекислого газа - до десятых и водорода - до сотых долей объёмных процентов. Газонасыщенность вод достигает 1,5-2,3 м³/м³. Небольшая зона распространения в водах азотно-метановых газов встречена в северо-западной части восточной части Томской области. Здесь содержание азота повышается до 31,0, а метана понижается до 61,0%, газонасыщенность вод увеличивается до 7,0 м/м. В зоне метановых вод выявлены локальные участки азотных и метаново-азотных. Содержание метана в этих зонах уменьшается до 27,48, а азота возрастает до 89,9%. Повышается и содержание водорода. Средние содержания отдельных компонентов водорастворённых газов в водах до-юрского комплекса приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Состав газов в водоносных комплексах восточной части Томской области.

Водоносный комплекс	Содержание компонентов, об. %					
	CH ₄	N ₂	CO ₂	H ₂	He	∑ т.у.
Доюрский	$\frac{0,09 - 92,79}{74,09 (22)}$	$\frac{4,21 - 89,9}{21,48 (22)}$	$\frac{\text{Сл.} - 8,05}{1,63 (22)}$	$\frac{\text{Сл.} - 16,16}{2,23 (22)}$	$\frac{0 - 0,64}{0,13 (22)}$	$\frac{0,44 - 3,7}{1,49 (22)}$

Примечание: в числителе минимальное содержание; в знаменателе среднее, в скобках количество анализов.

Отмечу, что газы преимущественно метанового состава характерны для вод глинисто-карбонатного и терригенно-карбонатного формаций, выполняющих Колпашево-Нарымский осадочный бассейн. Повышенное содержание метана и суммы тяжелых углеводородов отмечается в зонах геосинклинальных разломов, пересекающих и ограничивающих наиболее перспективный Чкаловско-Трассовый блок.

2.4.2 Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов

В периоды тектонической активности из глубоких частей земной коры и возможно, верхней мантии с огромной энергией поднимается газоводяная смесь, которая, подобно интрузивным телам, рассекает отложения осадочного чехла и заполняет ослабленные трещинные зоны. Поднимаясь вверх по разрезу, она постепенно теряет свою энергию на совершение работы по преодолению горного давления, сил сцепления, на деформацию пород, на образование трещин гидроразрыва, на заполнение различного типа ловушек, т.е. создаёт флюидные интрузии (например, своды положительных структур, прилежащих к

основному каналу), а также, возможно, на формирование микрорельефа поверхности земли.

В зависимости от энергии поднимающихся растворов ширина боковой миграции (флюидных интрузий) может быть различной. Но растворам легче проникать по напластованию пород, чем пластовым интрузивным телам, площадь которых достигает тысяч квадратных километров, а расстояние от вертикальных или наклонных каналов, по данным В.В. Белоусова, - десятки километров (трапповые тела в Восточной Сибири занимают площадь в десятки тысяч квадратных километров). Естественно предположить, что боковая миграция эндогенных растворов будет не меньше. Глубина (точнее, высота от фундамента) проникновения восходящих эндогенных растворов определяется как её начальной энергией, так и строением разреза: литологическим и минеральным составом вмещающих пород, их мощностью, характером слоистости, наличием пластичных слабо консолидированных осадков, их мощностью и положением в разрезе величиной геостатического давления и многими другими факторами. При достаточно большой энергии газовой смеси и длительности гидротермальной деятельности или частой её периодичностью на протяжении относительно короткого в геологическом масштабе времени газоводяная смесь может изливаться на поверхность, подобно трапповым интрузиям, захватывая с собой обломки пород зоны дробления, или- на стадии затухания, подобно грязевому вулканизму. Можно привести аналогию между образованием траппов и пластовых интрузий и образованием соленосных отложений вследствие пересыщенности растворов, поступающих из коры и верхней мантии.

После завершения процесса активного внедрения газовой смеси наступает, вероятно, период медленного и длительного постепенного затухающего поступления в осадочный чехол небольших количеств воды газа, состав и температура которых также меняются во времени. Этот процесс сопровождается перераспределением пластовых давлений, температур и вещества в осадочном чехле во всех направлениях. Это перераспределение, в определённых условиях может приводить к залечиванию трещиноватости в связи с действием горного давления и фазовыми переходами в системе флюид - горная порода и к образованию частично или полностью гидродинамически изолированных блоков. Новые тектонические подвижки, сопровождающиеся гидротермальной деятельностью, могут изменить сложившиеся ранее геологические и физические поля, например, перераспределить пластовые давления флюидов в вертикальном и горизонтальном направлениях и создать новую картину поля пластовых давлений.

Такую модель, которая объединяет в себе тектоническую активность регионов, гидротермальную деятельность, развитие термодинамических процессов, обуславливающих фазовые переходы в упруго-деформируемой среде, которые, в свою очередь, формируют резкую неоднородность миграционных свойств вмещающих пород и непроницаемые границы, а также различные аномалии в физических и геологических полях, можно назвать

Пульсационно-флюидогеотермодинамической моделью формирования глубоких флюидов зоны весьма замедленного водообмена.

Предлагаемая модель снимает многие противоречия в вопросах формирования глубоких флюидов, особенно существования различных аномалий, являющихся характерной чертой гидрогеодинамики глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. Кроме гидродинамических вопросов формирования подземных флюидов глубоких горизонтов, она объясняет также гидрогеохимические, газовые, температурные и другие аспекты формирования глубоких флюидов слоистых систем нефтегазоносных бассейнов, включая месторождения углеводородов. Естественно предположить, что поднимающаяся газоводяная смесь по отношению к растворам, содержащимся в осадочных породах, будет иной по химическому и газовому составу. При их поступлении в вышележащие нефтегазоносные (водоносные) горизонты, смешении с имеющимися водными растворами в присутствии иных по литологическому или минеральному составу флюидовмещающих пород нарушается термодинамическое равновесие в системе раствор-порода. Это приводит к фазовым переходам и выпадению из раствора тех или иных солей, росту кристаллов новообразованных минералов и полному или частичному залечиванию трещиноватости. Новоминералообразованию способствуют перераспределение давлений и снижение температур (уменьшение температуры и давления приводит, как правило, к снижению растворимости минеральных солей). Наиболее широко процессы новоминералообразования должны развиваться на участках естественной разгрузки подземных флюидов, характеризующихся пониженными пластовыми давлениями. Следует добавить, что если внедрение гидротермальных растворов происходит при весьма больших давлениях, значительно превышающих давления в пласте, то этот процесс может сопровождаться гидроразрывами. Вследствие этого на тектоническую трещиноватость будет накладываться дополнительная трещиноватость за счёт гидроразрывов (этим объясняется существование аномальной вторичной пористости и трещиноватости). Важным в этом случае является появление наряду с вертикальной и горизонтальной трещиноватостью возможности латеральной миграции по напластованию, особенно на границах пород с различным литолого-минералогическим составом. Образование трещин гидроразрыва, с одной стороны, приведёт к увеличению ёмкости и проницаемости среды, а с другой - к повышению темпов перераспределения пластовых давлений, более быстрой их релаксации и скорейшему залечиванию трещиноватости. Процесс снижения пластовых давлений в упругой деформируемой будет сопровождаться также дополнительным закрытием вновь образованных трещин в результате передачи части горного давления на скелет флюидовмещающих пород.

Эти два сопутствующих друг другу равноправленных процесса в конечном счёте приводят к снижению трещиноватости, возможно, полной ее ликвидации и тем самым к запечатыванию отдельных частей разреза и образованию гидродинамически изолированных блоков. В этих блоках могут

сохранятся различные пластовые давления (вплоть до аномальных) даже при одинаковых начальных, что определяется комплексом вышеописанных процессов.

Сложная картина распределения пластовых давлений на отдельных структурах может быть связана, во-первых, с фильтрационной неоднородностью вмещающих пород. Известно, что при высоких фильтрационных свойствах пород пьезометрическая поверхность подземных вод выполаживается, а градиенты пьезометрических уровней уменьшаются.

Не объясняется элизионными процессами наличие рассолов, водорода и газов в глубинных разломах и их скопление под непроницаемыми или слабопроницаемыми горизонтальными границами с частично или полностью залеченной трещиноватостью на гидрогеохимических барьерах. В пределах Сибирской платформы в аномальных зонах, связанных с разломами, интенсивное битумопроявление фиксируется по всему разрезу от подошвы осадочного чехла, где отмечаются максимальные скопления битумов. В этом случае очевиден источник поступления вещества в осадочный чехол.

В связи с приведённым далеко не полным перечнем фактов, касающихся гидрогеологических особенностей фундамента, видимо, не следует отрицать или принижать роль фундамента, коры и верхней мантии в формировании глубоких подземных флюидов.

Имеется большое количество известных примеров внедрения в осадочные отложения платформ значительно более вязких магматических тел. В этих случаях не вызывает сомнений реальность и возможность внедрения магмы и образования самых различных по форме и составу геологических тел с внедрением как по напластованию (пластовые интрузии), так и вкрест напластования лакколиты и т. п.). Не вызывает также сомнений источник поступления вещества. Когда же речь заходит о коре и верхней мантии как источниках периодического поступления вещества в осадочный чехол платформ по глубинным разломам газо-водяной смеси, то это вызывает активную критику или роль этих процессов принижается, так как считается, что платформы закончили определенный этап своего развития и активная тектоническая жизнь их закончилась. Однако если исходить из единства процессов развития Земли, то нельзя отрицать геодинамическую активность нижних частей разреза осадочных толщ нефтегазоносных бассейнов, что подтверждается наблюдениями на стационарных геофизических полигонах.

В центральных районах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна глубокие горизонты имеют пластово-блоковое строение, что проявляется как в естественных, так в нарушенных условиях. На такое строение указывает неоднородность поля пластовых давлений, проявляющаяся нередко в разнонаправленных градиентах пластовых давлений и минерализации, гидрохимического, теплового и других полей.

Существование блоков невозможно без существования гидродинамически непроницаемых или слабопроницаемых различно ориентированных границ между отдельными частями разреза.

Контрастность пластово-блокового строения уменьшается вверх по разрезу и практически не проявляется в отложениях апта-сеномана.

Пластово-блоковое строение исключает возможность региональных потоков в центральных погруженных частях бассейна. Латеральные потоки имеют местное значение и могут существовать только в пределах блоков. В глубоких частях разреза осуществляется преимущественно вертикальная эпизодическая миграция, источником питания которой является, вероятно, кора и верхняя мантия.

3 Специальная часть

3.1 Методика исследований

Данная работа опирается в основном на результаты сейсмических исследований и бурения глубоких поисково-разведочных скважин. На исследуемой территории пробурено 9 параметрических скважин, более 200 поисковых и разведочных скважин, вскрывших палеозой на значительную глубину. Учитывая эти обстоятельства, для того чтобы дать наиболее точную оценку фильтрационно-емкостных свойств пород - коллекторов в кровле доюрского фундамента и повысить достоверность прогноза перспектив нефтегазоносности более глубоких горизонтов юго-восточной части Нюрольской впадины за основу методики в настоящей работе был принят системный анализ.

С этих позиций в работе была предпринята попытка оценить на качественном уровне промышленный потенциал верхнепалеозойских отложений юго-востока Нюрольской впадины, а именно фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов.

В пределах юго-восточной части Нюрольской впадины глубоким бурением изучено более 30 площадей, на которых пробурено по около 300 поисковых параметрических скважин, вскрывших палеозойский структурно-формационный комплекс на незначительную глубину. Перспективы Нюрольской впадины были доказаны. Результаты бурения этих скважин (послойное описание керна, результаты петрографических и геофизических исследований, результаты испытаний, определения фауны и другие анализы) представляют большой интерес для исследователей доюрских образований района работ. Именно эти данные позволяют подтвердить или опровергнуть предположения о строении глубоких горизонтов, сделанные на основе сейсморазведки, и в конечном итоге сделать заключение о перспективности или бесперспективности территории в нефтегазоносном отношении. На этом этапе проводилось изучение данных, изложенных в делах скважин, отчетах по площадям и фондовых материалах. Использовалась информация предоставленная ФГУ «Томский территориальный фонд геологической информации».

3.2 Литологический состав и палеогеографические условия формирования карбонатных пород-коллекторов девонского возраста на площади Арчинского месторождения

Территория Арчинской площади являются южной частью синклинали складки третьего порядка (Урманско-Арчинской), которая входит в состав синклинали складки второго порядка (Нижнетабаганской). Территория Арчинской площади сложена отложениями герасимовской свиты, в

образованиях которых и пробурены все имеющиеся в настоящее время скважины (рисунок 5). Из скважин 40, 41, 42 получены притоки нефти.

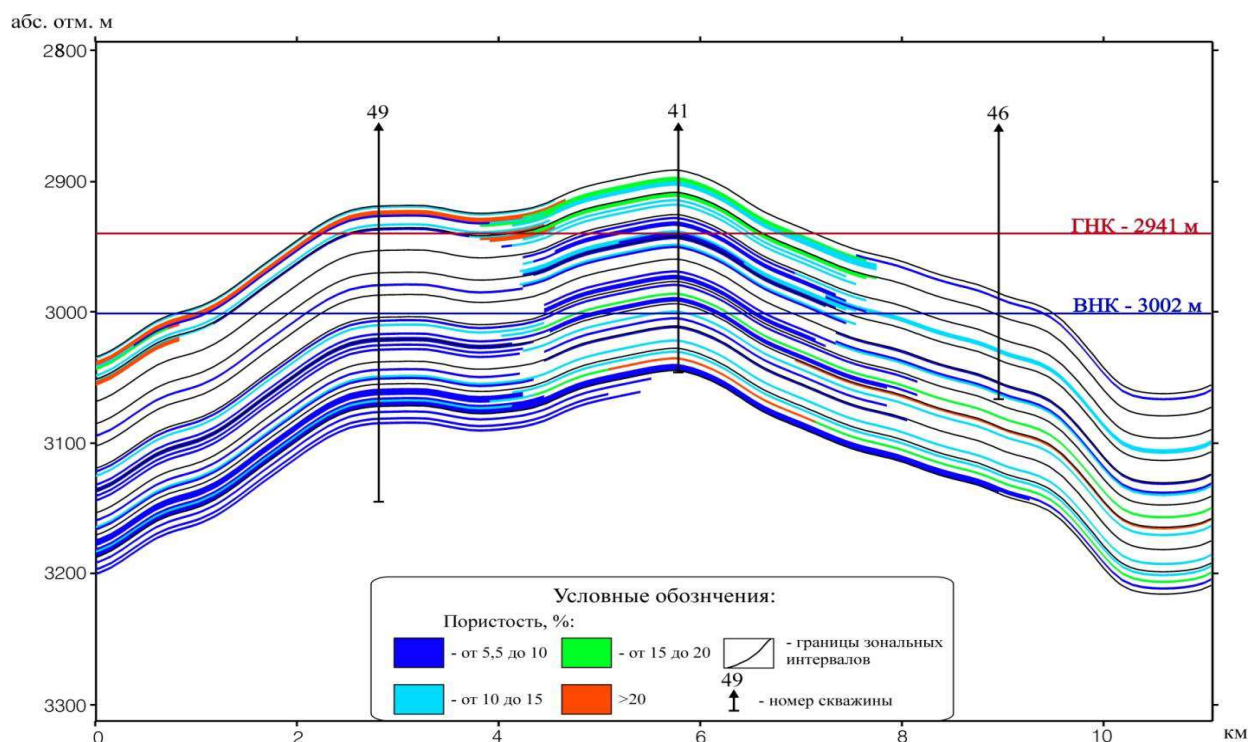


Рисунок 13 - Схематический профильный разрез пласта М1 по линии скв. 49-41-46

На Арчинском месторождении залежь нефти с газовой шапкой массивного типа приурочена к карбонатному выступу доюрского фундамента. Условный газонефтяной контакт (ГНК) абсолютной отметке 2941 м. (гипсометрически наиболее высокая отметка получения нефти). Условный водонефтяной контакт проведен по подошве нефтенасыщенной части пласта в скв. 41 на абсолютной отметке 3002 м.

Вмещающие залежи нефти и газа карбонатные породы на Арчинском месторождении характеризуются сложным типом коллектора – порово-трещинно-каверновым.

Вся территория выхода на доюрскую поверхность образований герасимовской свиты и является зоной развития пород-коллекторов, в то время как окаймляются эти выходы, отложения, не являются коллекторами, или по литологическим особенностям, или ввиду отсутствия гидротермальной проработки.

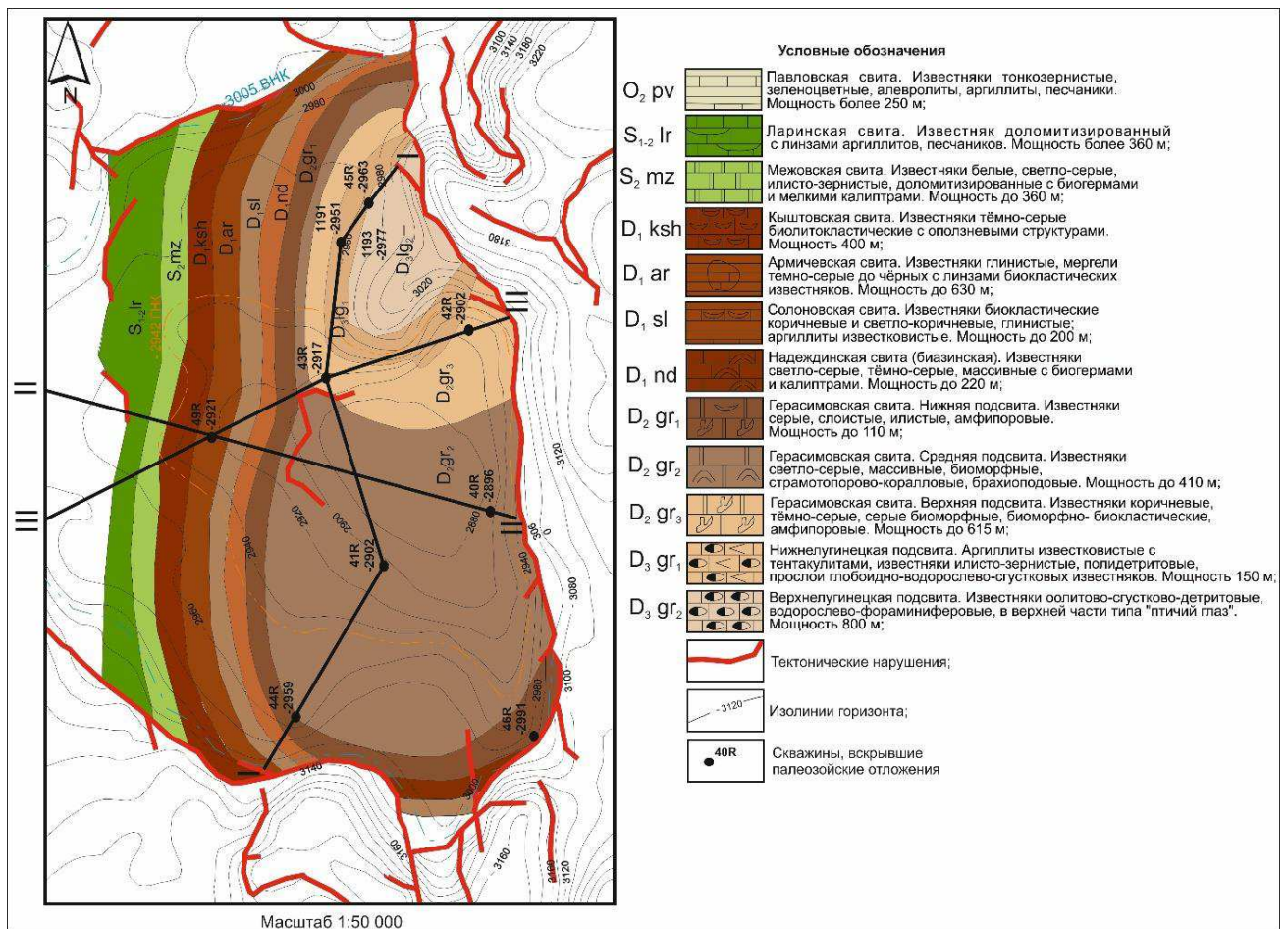


Рисунок 14 – Схематическая геологическая карта эрозионной поверхности палеозоя Арчинской площади (по структурной карте отражающего горизонта M₁ HALLIBURTON)

По отражающему горизонту Ф₂ (кровля доюрских образований) поднятие представляет собой резко приподнятый горст, осложняющий борт Фестивального грабена и в пределах оконтуривающей изогипсы минус 3000 м имеет размеры 4,0×2,2 км. Поверхность фундамента разбита серией дизъюнктивных нарушений, преимущественно северо-западного простирания (рисунок 15).

Глубокое бурение на структуре начато в 1984 г. скважиной 40, заложенной в своде структуры и открывшей залежь нефти с газовой шапкой в палеозойских образованиях.

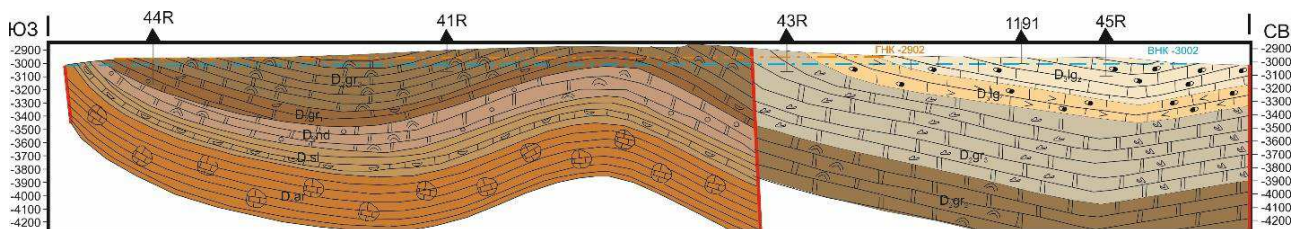


Рисунок 15 – Геологический разрез по линии 1-1

Всего на месторождении пробурено 8 поисковых и поисково-оценочных скважин – 40, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 49 (рисунок 16). Все они вскрыли залежи

углеводородов, приуроченные к палеозойским отложениям. Литологически это – кремнисто-глинистые породы, органогенные и доломитизированные известняки, с развитой на них корой выветривания. Фундамент вскрыт на глубину от 67 до 232 м, непроницаемые отложения коры выветривания имеют мощность от 8 до 25 м.

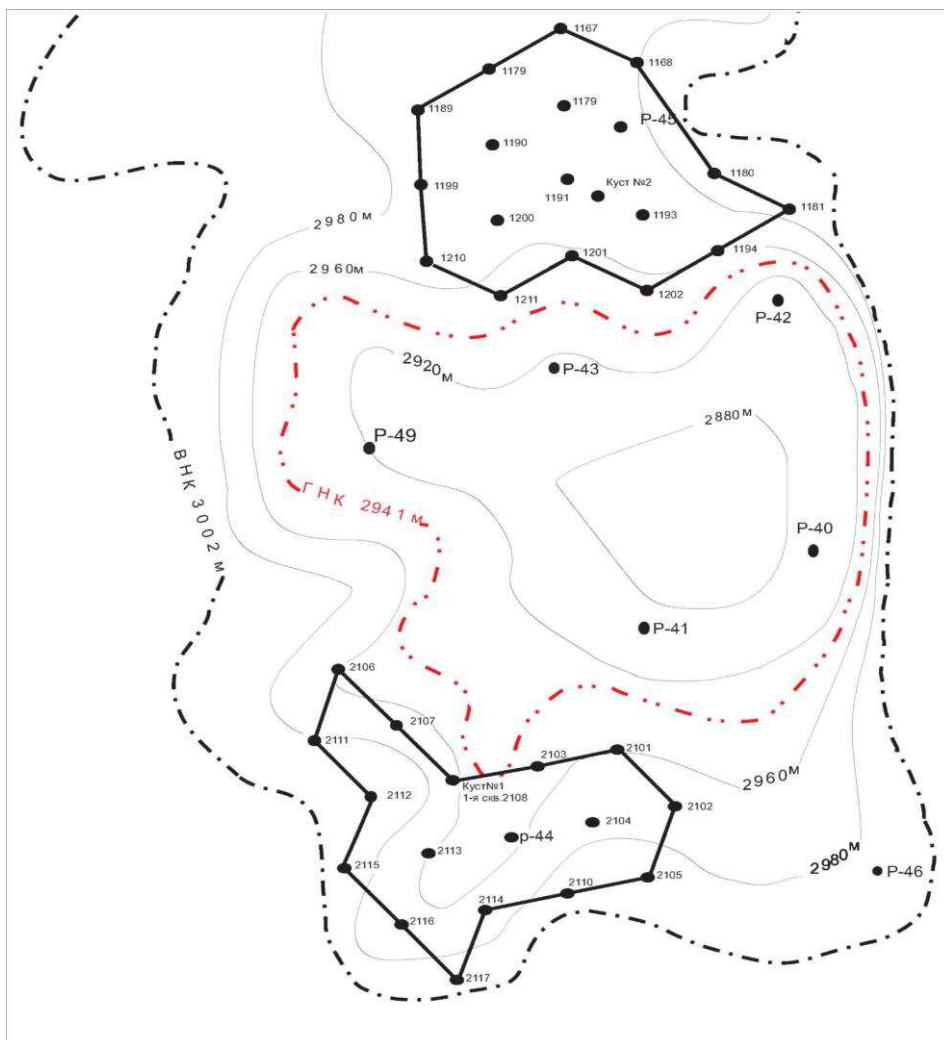


Рисунок 16 – Схема расположения на территории Арчинского месторождения скважин, вскрывших палеозойские отложения

Залежь нефтегазовая пласта M_1 (палеозой) приурочена к отложениям фундамента нижне-среднедевонского возраста и развитым по ним отложениям коры выветривания. По промыслово-геофизическим данным, вскрытая мощность палеозойских отложений месторождения, условно подразделяется на четыре пачки, в каждой из которых выделяется и прослеживается от скважины к скважине трещинные пласты-коллектора, гидротермально переработанные, что подтверждается литолого-минералогическими исследованиями.

3.3 Фильтрационно-емкостные свойства карбонатных пород коллекторов вмещающих залежи углеводородов на Арчинском месторождении

Особые характеристика карбонатных коллекторов в том, что они имеют характерное строение поровые пустоты (трещинно-кавернозное).

Чаще встречаются крупные поры диаметром от 50 до 1000 мкм и каверны диаметром свыше 1000 мкм, в основном составляющие основную емкость карбонатного коллектора, которые соединяются между собой более тонкими поровыми каналами (пустоты) диаметром от 1 - 2 до 20 - 50 мкм и микротрещинами раскрытостью от 1 - 2 до 20 - 40 мкм, образующими менее значительную часть емкости этого коллектора, но почти полностью обуславливающими его фильтрационные свойства (рисунок 17, а).

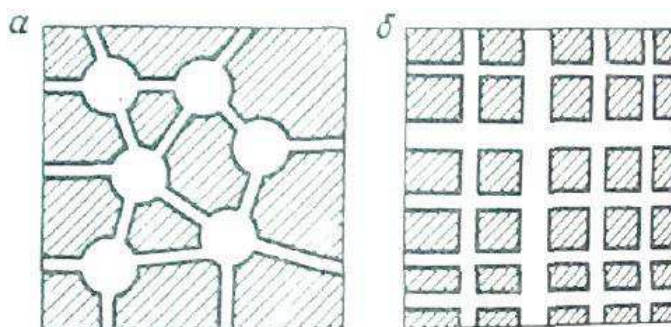


Рисунок 17 - Схематическое строение порового пространства низкопроницаемых карбонатных (а) и терригенных (б) коллекторов (заштрихованные участки обозначают плотные породы, светлые — поры)

Например, для палеозойских карбонатных пород Северо-Урманского, Арчинского, Урманского и др. месторождений юго-восточной части Нюрольской впадины характерен сложный порово-кавернозно-трещиноватый тип коллектора. Органогенные известняки являются продуктивными отложениями подвергшиеся в различной степени вторичным процессам, такими как (доломитизации, перекристаллизации, выщелачивания, уплотнения, брекчирования и др.)

В Арчинском месторождении в сводовой части покрышкой для залежи нефти и газа являются песчаные пласты Ю₁₃₋₁₅ тюменской свиты (толщиной до 25 м) для скважины 40, 41, 42, 43. Песчаники серые, темно-серые, разномерные, до конгломератовидных, очень плотные, крепкие, пористость по керну – 6–8 %, проницаемость 0,4–0,5 мд, остаточная водонасыщенность 60–65 %, карбонатность – 3,5. Песчаники известковистые, глинистые, с включениями гальки кремнистого состава до 2–3 см и более, отмечены нефтепризнаки по керну в скважинах 43, 46, 51. толщина песчаников по склону увеличивается до 50 метров и подстилаются аргиллитами тогурской пачки. Аргиллиты (скважина 44 интервал 3067–3075 м, скважина 46 интервал 3107–3119 м) темно-серые до черных, участками плитчатые, с зеркалами скольжения, в подошве окремненные. Подтогурские отложения – песчаные пласты Ю₁₆₋₁₇

также являются покрывкой для залежи нефти и выклиниваются на склоне карбонатного выступа.

Песчаники нижней юры выклинивая на проницаемые породы палеозоя, могут способствовать формированию единой залежи и перетоку углеводородов из этих песчаников в карбонатные породы фундамента или к рассеиванию залежи углеводородов.

Вынос керна из карбонатных отложений палеозоя по Арчинскому месторождению очень низкий (таблица 6).

Таблица 6 - Вынос керна из карбонатных отложений палеозоя Арчинского месторождения

№ СКВ.	Кровля палеозоя, м	Забой скважины, м	Вскрытая толщина, м	Проходка с отбором керна, м	Вынос керна, м	% выноса керна
40	3011	3107	96	61,1	19,2	31,4
41	3012	3175	163	112,6	23,3	20,6
42	3009	3170	161	157	65,9	42
43	3017	3159	142	140	71,3	50,9
44	3074	3300	226	194	29,9	15,4
46	3119	3200	181	61,6	7,3	11,9
51	3059	3200	141	98,9	12,66	12,8

Из вышеприведенной таблицы следует, что наиболее изучена керном скважина 43, где освещенность его вскрытой толщины PZ составила 50,9 %. В тоже время освещенность керном эффективной толщины отсутствует по всем скважинам. Это установлено лабораторными исследованиями керна с последующей привязкой образцов к каротажу. Отсутствие выноса керна из кавернозных и трещиноватых интервалов связано с нарушением технологии бурения, а также из-за большого объема пустотного пространства и трещиноватости в породе (провалы бурового инструмента, поглощение глинистого раствора).

На Арчинском месторождении вся толща карбонатных отложений от кровли до забоев пробуренных скважин по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и керна разбита условно на пачки, в которых выделены (сверху-вниз) пласты-коллекторы: М-1, М-2, М-3, М-4.

I пачка в кровле представлена пластом (толщина 2–5 м) глинисто-кремнистых, кремнисто-сидеритовых пород коры выветривания с оолитовой структурой, массивной текстурой. Вниз по разрезу характеризуется переслаиванием известняков органогенных, доламнитизированных.

По 7 образцам отобранные из непроницаемой части от I пачки определялись коллекторские свойства. Обладают пористостью 0,5–1,2 %, карбонатностью 59,2–90,6 %. Из скважины 51 с I пачки из эффективной

толщины, исследовано 3 образца глинисто-кремнистых пород, определено: открытая пористость – 29,8 %, проницаемость – 46,1 мд, остаточная водонасыщенность – 41,3 %, карбонатность – 2,5 %.

По данным ГИС представлена известняками, доломитами известняковыми, туфогенными песчаниками. Мощность пачки от 12 до 29 м. В ее кровле залегает непроницаемый пласт глинисто-кремнистых пород толщиной от 1,5 до 5 м. В пределах пачки выделяется пласт-коллектор М₁. Эффективная мощность изменяется от 6,6 (скв. 43) до 16,1 м (скв. 41). Тип коллектора преимущественно трещинно-каверно-поровый. Пористость по ГИС составляет 25%, проницаемость от 0,24 до $0,92 \cdot 10^{-3}$ мкм². В скважине 42 при опробовании между интервалом 3022 - 3027 м получены притоки газа и конденсата с дебитами, соответственно, 7,62 тыс. м³/сут на шайбе 6,6 мм и 3,0 м³/сут на 3 мм штуцере. В скважине 40 получен приток газа дебитом 59 тыс. м³/сут на шайбе 6 мм. при испытании в интервале 3022-3031 м.

II пачка вскрыта полностью всеми пробуренными скважинами на площади, толщина ее 29 – 35 метров, литологически представлена доломитами, известняками доломитизированными, известняками органогенно – обломочными, битуминозными, глинистыми. Преобладает трещинно – каверново –поровый тип коллектора. Здесь выделяется пласт-коллектор М₂, эффективная мощность которого изменяется от 11,4 до 16,0 м. Тип коллектора трещинно-каверно-поровый и трещинно-каверновый. Пористость по ГИС достигает 29%, проницаемость – от 0,35 до $8,4 \cdot 10^{-3}$ мкм².

При испытании в скважине 40 получены притоки нефти, газоконденсата и газа в интервале 3036-3045 м. Дебитами соответственно, 3,14 м³/сут на штуцере 3,2 мм и 11,65 тыс. м³/сут на шайбе 4,5 мм.

В скважине 42 получены притоки нефти и газа, при испытании в интервале 3050-3060 м, дебитами соответственно: 86,0 м³/сут на 5мм штуцере и 16 тыс. м³/сут на шайбе 6,3 мм.

В скважине 43 в интервале 3034 – 3043 м керн представлен известковистым песчаником. По лабораторным исследованиям (7 образцов) обладает открытой пористостью 14–29 %, средневзвешенной пористостью – 19,6 %, карбонатностью – 65 %. По петрографическому описанию песчаник известковистый, Ю среднезернистый, до крупнозернистого. Текстура беспорядочная. Процентный состав породы: обломочный материал – 50 %, цемент – 25 %, кальцит – 15 %, битум – 10 %. Обломочный материал угловат и полуокатан, плохой сортировки с размером частиц от 0,1 мм до 0,7 мм, преобладает 0,3 мм. Сложен обломочный материал преимущественно кварцем, кремнистыми породами, полевыми шпатами, в подчиненном количестве с халцедоном, аргиллитами, сланцами, эффузивами. Цемент глинистый, плохораскристаллизованный и микрочешуйчатый типа каолина, тонко пропитан бурым битумом. Битум выполняет многочисленные поры неправильной формы размером до 0,04 мм. К поровым пространствам приурочены хорошо образованные зерна вторичного кальцита.

В образцы, отобранные из III пачки керна также характеризуют плотные разности пород. Из проанализированных 134 образцов, только 2 из них отобрано из эффективной мощности пласта М-III скважины 42, где в интервале 3089–3090 м пористость – 5,7 – 6,0 %, проницаемость не заменена, карбонатность составляет –81 %. Остальные образцы обладают открытой пористостью – 0,3 – 0,5 %, проницаемостью в горизонтальном направлении – 0,06 – 0,2 мД, в вертикальном направлении – непроницаемые, карбонатность составляет – 75 %.

В скважине 44 в интервале 3174,1 – 3184,3 м по макроописанию в известняках отмечены каверны размером до 1 см и более. Стенки каверн выполнены черным битумом.

Породы литологически представлены известняками органогенно-, амфипоровыми, строматопоровыми, детритовыми, глинистыми, кремового цвета до коричневого, массивными, трещиноватыми. Вдоль трещин встречаются полости выщелачивания размером до 3 см, заполненные кальцитом. По петрографическому описанию шлифов известняки амфипоровые, светло-темно-серые. Порода сложена на 70 % продольными и поперечными сечениями ценостиумов амфипор. Межформенные пространства сложены почти черным микрозернистым кальцитом и бурым битумом, содержащим микроорганику простейших фораминифер и остракод. Трещины извилистые, шириной от 0,05 мм до 1,3 мм. Единичные полые каналы соединяют поры, вытягивающиеся в трещины шириной до 0,015 мм. Наблюдаются стилолитовые швы, проходящие под углом 45° к оси керна.

По данным ГИС эффективная толщина пласта М-III – 6 – 18,2 м, преобладает поровый тип коллектора. Пористость по ГИС составляет 9,4%, проницаемость изменяется в пределах $0,93-6,0 \cdot 10^{-3}$ мкм². При опробовании скважин 41,42 получены притоки нефти дебитами от 10 до 31,2 м³/сут на штуцере от 2,2 до 6 мм и газа дебитами от 1,1 до 23,48 тыс. м³/сут на шайбе от 2,2 до 6,3 мм. В скважине 43 при опробовании нижней части пласта М₁ притока не получено.

IV пачка выделена в скважинах 41, 42, 43, ее вскрытая толщина от 4 м до 44 м. пласт М-IV обладает наибольшей общей эффективной толщиной в скважине 43 – 14,2 м.

Литологически в разрезе преобладают глинистые известняки с прослоями мергелей. Порода в основном отличается незначительными содержаниями строматопор, и в основной глинисто-кальциево-битуминозной массе отсутствием фораминифер и другой микроорганики. Керна полностью трещиноватый, ширина трещин до 1 см, заполнены белым кальцитом, иногда кальцит имеет буроватый оттенок. Встречаются стилолитовые швы, общий наклон которых 45° .

В скважине 42 из интервала 3146 – 3153 м поднят мергель светло-коричневого цвета, метаморфизованный, хлоритизированный, сильно трещиноватый, с большим количеством зеркал скольжения. Под микроскопом мергель слоистые, пигментированный бурым битумом. Структура породы тонкозернистая для карбонатного материала и пелитовая для глинистого

материала. Текстура породы слоистая, обусловлена чередованием темно-бурых и светло-серых микрослоев глинисто-алевритового вещества. Основная масса породы сложена глинистым материалом – 50%, тонкозернистым кальцитом – 45%, с включениями черного битума – 5%.

По пласту М-IV имеется 108 определений по образцам керна из уплотненных интервалов непродуктивной части разреза. Общая открытая пористость 0,3 – 0,7%, проницаемых образцов нет.

Таким образом, имеющийся объем кернового материала по Арчинскому месторождению не обеспечивает достоверность определения подсчетных параметров, поэтому в проектируемых разведочных скважинах необходимо предусмотреть отбор образцов и лабораторные исследования во всех скважинах по всей толщине продуктивных отложений.

Следует отметить, что на Урманском месторождении (расположенном к северу от Арчинского месторождения) получены достоверные результаты емкостно-фильтрационных свойств при бурении скважины № 10. Палеозойские отложения в скважине 10 разбурены буровым раствором на нефтяной основе, на нефилтующей основе (РНО) и вынос керна составил 85,4%. По данным лаборатории физики пласта по 42 исследуемым образцам средняя пористость – 32,6 %, проницаемость по 21 образцу составила – 98 мД.

Эта представительная коллекция образцов керна отражает истинный тип коллектора и лабораторные исследования позволяют объективно разработать петрофизическую основу интерпретации ГИС.

Пористость по ГИС составляет 8,5%. Тип коллектора – каверновый. При испытании скважины 40 получены небольшие притоки воды, в скважине 42 объект оказался «сухим».

Нефтегазовая залежь месторождения является структурно-литологический, массивной, тектонически и капиллярно экранированной.

Газовая залежь (шапка) с севера и юга контролируется скользящим газонефтяным контактом, принятым на отметках от минус 2960 до минус 2954 м (скв.42), а с запада и востока – тектоническими нарушениями. Нефтяная залежь контролируется с запада, юга и востока тектоническими нарушениями, а с севера – линией водонефтяного контакта, условно принятого на отметке минус 3002 м. Размер нефтяной залежи 8х4 км, высотой 58 м, газовой шапки 5х4 км, высотой 65 м

Нефть залежи метаново-нафтенная, с удельным весом 0,864-0,866 г/см³, содержание парафина достигает 6,86%, серы – 0,42%. Газ по составу метановой (85,6%) с относительной плотностью 0,815 г/л с содержанием 0,5% углекислого газа и 2,3% азота.

По запасам нефти и газа месторождение относится к разряду мелких.

3.4 Фильтрационно-емкостные характеристики коллектора пласта М₁ (кора выветривания)

Стратиграфическое расчленение разреза Арчинского месторождения включает мезозойские и палеозойские отложения. Отложения верхнего девона, вмещающего пласт «М₁», в литологическом составе представлены, преимущественно, известняками, известняками доломитизированными, неравномернозернистыми, кавернозными, трещиноватыми разностями. В кровле пород отмечается интенсивное развитие трещин, зон каолинизации, окремнения, сидеритизации. Влияние вторичных процессов благоприятно действовало на образование пустотного пространства в кровле карбонатных отложений (кора выветривания).

Для оценки коллекторских свойств отложений герасимовской свиты были проанализированы данные коллекторских свойств по скважинам 40 и 41 Арчинского месторождения, вскрывшей отложения герасимовской свиты, в разрезе которой развиты доломитизированные известняки с прослоями доломитов, в том числе кавернозных.

При анализе имеющихся данных установлено, что зоны пород-коллекторов связаны как с зоной проявления гипергенных процессов в период континентального стояния региона и приуроченных к коре выветривания (скважина 41), а также – к трещинным зонам, которые могут быть отделены от приповерхности относительно коры выветривания зоны коллекторов участками слабо проницаемых пород (скважина 40).

Горизонт М₁ (карбонатные отложения палеозоя)

Породы горизонта М₁ являются коллекторами сложного типа, поскольку имеют многокомпонентный литологический состав и трехкомпонентную порово-трещинно-кавернозную структуру пустотного пространства. В палеогеографическом отношении – это наиболее мелководные отложения с подвижной гидродинамикой.



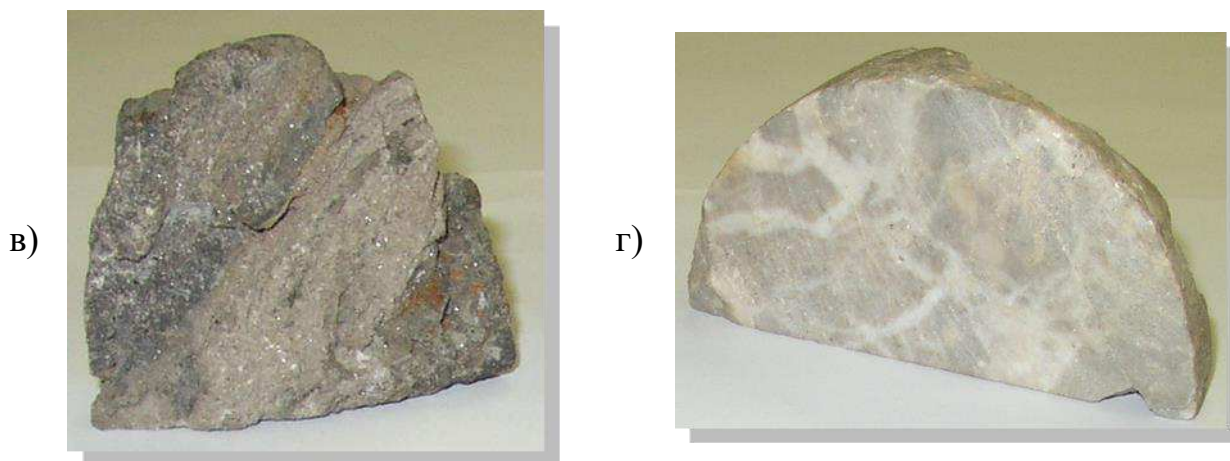
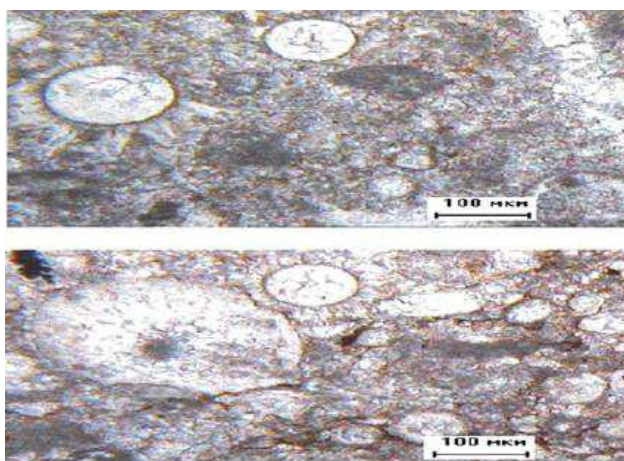


Рисунок 18 - Образцы пород франского яруса (Д3 fr) Урманского (а, б) и Арчинского месторождений (в, г)

По результатам изучения стандартных образцов керна охарактеризованы блоки карбонатных пород-коллекторов, представленные на 80-100 % известняками в различной степени доломитистыми и доломитами известковистыми, кремненными и глинистыми.



Инт. отбора керна - 3140,00-3142,70 м. Карбонатные породы с включениями оолитов с прослойками бурого гелефицированного органического вещества. Стяжение мелкозернистого пирита.

Рисунок 19 - Арчинское месторождение, скв.44

По 74,5 % стандартных цилиндров проницаемость не замерялась в связи с разрушением образцов в процессе подготовки к исследованиям по микро- и макротрещинам. В 14,6 % образцов стандартного размера фиксируется проницаемость $>0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, обусловленная макротрещинами, и в 10,9 % исследованных образцов проницаемость $<0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$ (таблица 6). Пределы изменения проницаемости на трещиноватых образцах составляют от 0,06 до $668,3 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Открытая пористость, определенная по методу Преображенского, в большинстве образцов (75,87%) составляет менее 3%, редко превышая 8 – 10%. Единичные образцы имеют пустотность более 13%, представленную микрокавернами.

Таблица 7 - Данные по изучению проницаемости образцов из пласта М₁

Скважина	Количество образцов			Всего образцов по скважине
	Непроницаемые образцы ($<0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$)	Проницаемость не замерялась по техническим причинам	Проницаемые образцы (выше $0,01 \times 10^{-15} \text{ м}^2$)	
1	0	0	2	2
2	0	0	2	2
3	3	0	5	8
5	8	92	13	113
6	15	21	17	53
7	16	75	17	108
9	0	18	0	18
10	0	80	0	80
Всего	42	286	56	384

3.5 Фильтрационно-емкостные характеристики по данным ГДИС

Для определения фильтрационных свойств фильтрационные параметры являются наиболее достоверными, определенные по результатам гидродинамических исследований в эксплуатационной колонне скважин. Цифровые значения фильтрационно-емкостных свойств породы – коллектор по керну менее достоверны, т.к. отбор керна в процессе бурения производят поинтервальное и выносятся преимущественно плотные разности. Следовательно, изучение пород, слагающих коллектор по керну является не полным. Из-за закупорки прискважинной зоны фильтратом бурового раствора качество каротажа может быть в некоторых интервалах малоэффективно.

Состав породы образца: анкерит реликтово-органогенный, пористый, кавернозный

Пористость 2,4%, проницаемость (10^{-15} м^2)

Раскрытость трещин (мкм): макс. – 56; сред. – 10;

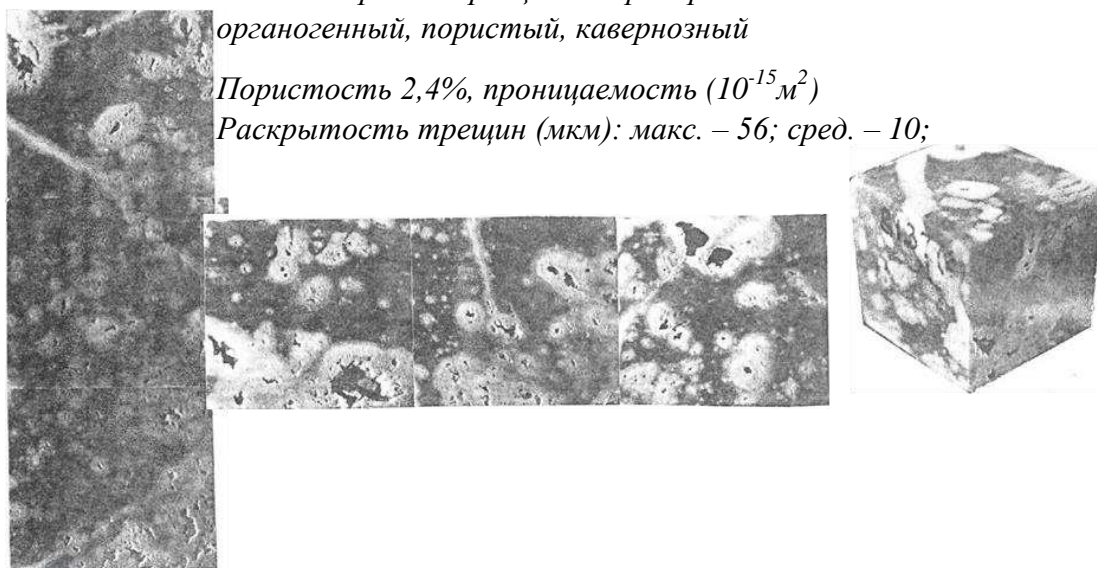


Рисунок 20 - Пример карбонатных пород Арчинская площадь, скв. 44, гл. 3113 м

Состав породы образца: анкерит реликтово-органогенный, пористый, кавернозный

Пористость 2,4%, проницаемость (10^{-15} м^2)

Раскрытость трещин (мкм): макс. – 56; сред. – 10; фульт. – 10

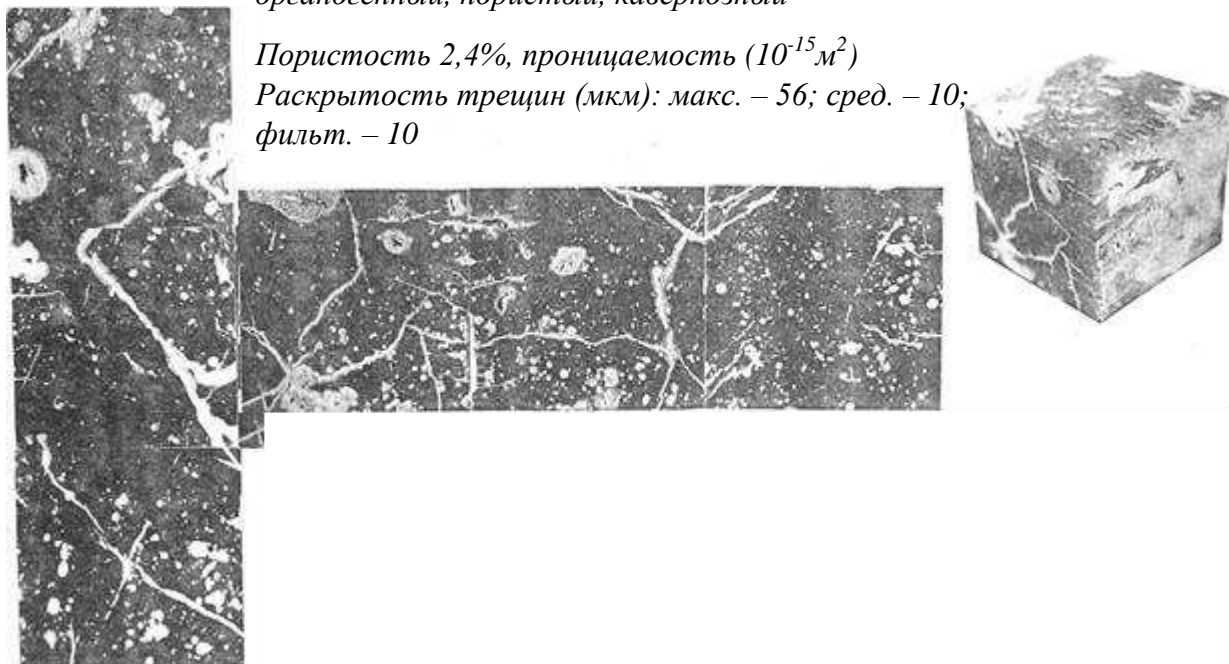


Рисунок 21 - Пример коллекторов. Арчинская площадь, скв. 44, гл. 3133 м

Исходными данными для изучения фильтрационных параметров являлись акты о результатах испытания объектов в эксплуатационной колонне на Арчинском месторождении (таблица 8), а также результаты лабораторных исследований кернa.

Таблица 8 - Гидродинамические показатели

Параметры	ед. измерения	скв. 40	скв. 42	скв. 43	скв. 44	скв. 44
коэффициент продуктивности	м ³ /сут ат	0,018	1,14	0,077	0,78	0,854
проницаемость	Д	0,00017	0,007	0,0008	0,034	0,00333
коэффициент гидропроводности	д*см/спз	0,29	11,145	0,31	71,7	6,29
интервал	М	3070-3107	3050-3060	3053-3067	3094-3120	3094-3115
дебит/штуцер	(м ³ /сут)/мм	1,7/2,1	86/5	9,35/2,2	44,9/4,1	41,8/4,1
депрессия	атм	103,5	86,9	121	58,85	89,78

На Арчинском месторождении по результатам гидродинамических исследований залежь углеводородов состоит из нескольких гидродинамически изолированных продуктивных линз-коллекторов в карбонатном массиве. Гипсометрическая отметка водонефтяного контакта однозначно не установлена, т.к в скважинах 45, 46, 49 на абсолютных отметках соответственно: – 2975, – 3002, – 3021 получены притоки пластовой воды с нефтью. По результатам испытания объектов в эксплуатационной колонне в скважинах, пробуренных в сводовой части Арчинской структуры, газонефтяной контакт установлен на абсолютной отметке – 2941 м.

В 1993 году разведка залежи глубоким бурением была прекращена,

подсчитаны запасы нефти по категории C_1 и C_2 , согласно которым Арчинское газоконденсатнонефтяное месторождение относится к мелким. К сожалению, несмотря на большой объем геологоразведочных работ, модель залежи оказалась не до конца изученной. Рассматривая зависимости дебита от депрессии, видно, что значения гидродинамических показателей значительно отличаются не только в каждой скважине, но и в соседних интервалах одной и той же скважины.

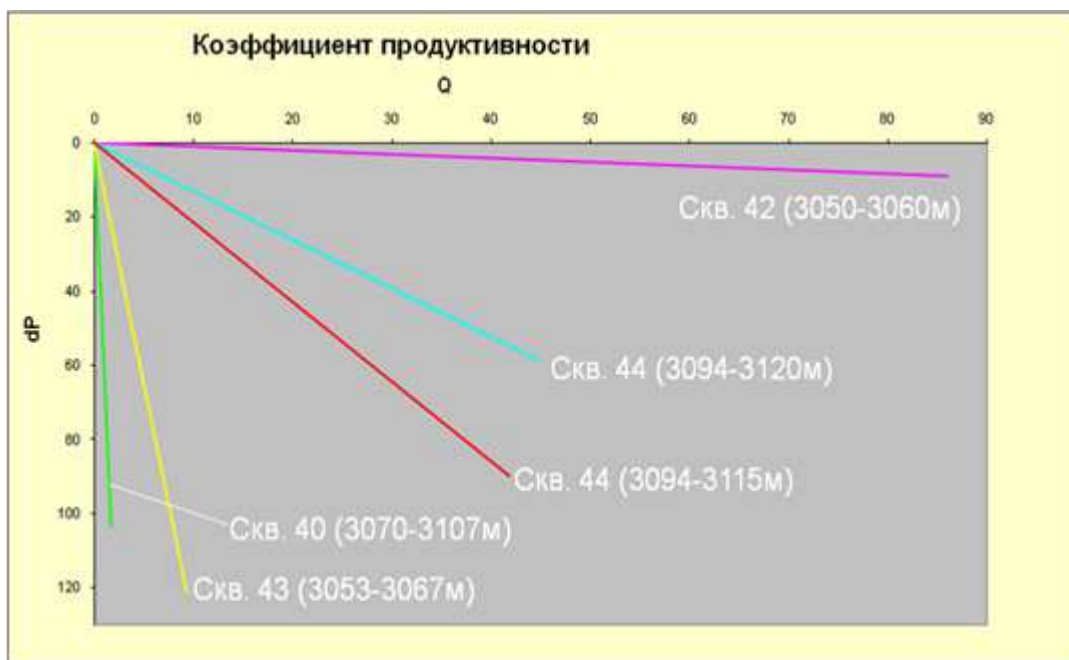


Рисунок 22 - Индикаторные диаграммы результатов испытания объектов на стационарном режиме фильтрации в скважинах Арчинского месторождения

3.6 Коллекторские свойства отложений герасимовской свиты

Особенностью отложений герасимовской свиты является их чистый карбонатный состав и накопление на изометричных в плане участках, несогласно перекрывающих раннедевонские, реже силурийские отложения. Основным процессом, ведущим к формированию пород-коллекторов в отложениях герасимовской свиты является процесс вторичной доломитизации, а также процессы вторичного и гипергенного выщелачивания.

Основным процессом, ведущим, к формированию коллекторских свойств в образованиях герасимовской свиты является доломитизация. Во всех изученных разрезах, этот процесс имеет то или иное значение.

Наиболее наглядно проявление процесса заметно по разрезу скважины Арчинской 40. Палеозойские отложения представлены известняками зоогенными, биоморфными, амфипоровыми, доломитизированными. Процесс проходил по модели «молекула на молекулу» и дефицит объема реализовался в виде пустотного пространства, представленного в виде пор, развитых на фоне агрегата вторичного доломита. Участки с повышенными коллекторскими свойствами окаймляются зонами, где пустотное пространство заполнено

мелочно-белым кальцитом с примесью гидроокислов железа. Зоны доломитизации имеют вероятие трещинную природу и соседствуют с зонами, почти лишенными пористости. Но отдельным трещинам установлено развитие вторичного каолинита. Породы-коллекторы, установленные в скважине, относятся по классификации К.И. Багринцевой с добавлениями А.Е. Ковешникова (таблица 2) к группам VIB (Т) и, реже, VIB (М, Т), т.е. представлены трещинными и трещинно-поровыми типами коллекторов.

В разрезе скважины отмечается воздействие только гидротермальных процессов и не установлено связи повышенных значений коллекторских свойств с доюрской поверхностью (рисунок 23). Зоны проявления гидротермальной доломитизации показаны в таблице 9-10 (интервал 3042,7-3056,5 м и 3077,6-3085,9 м).

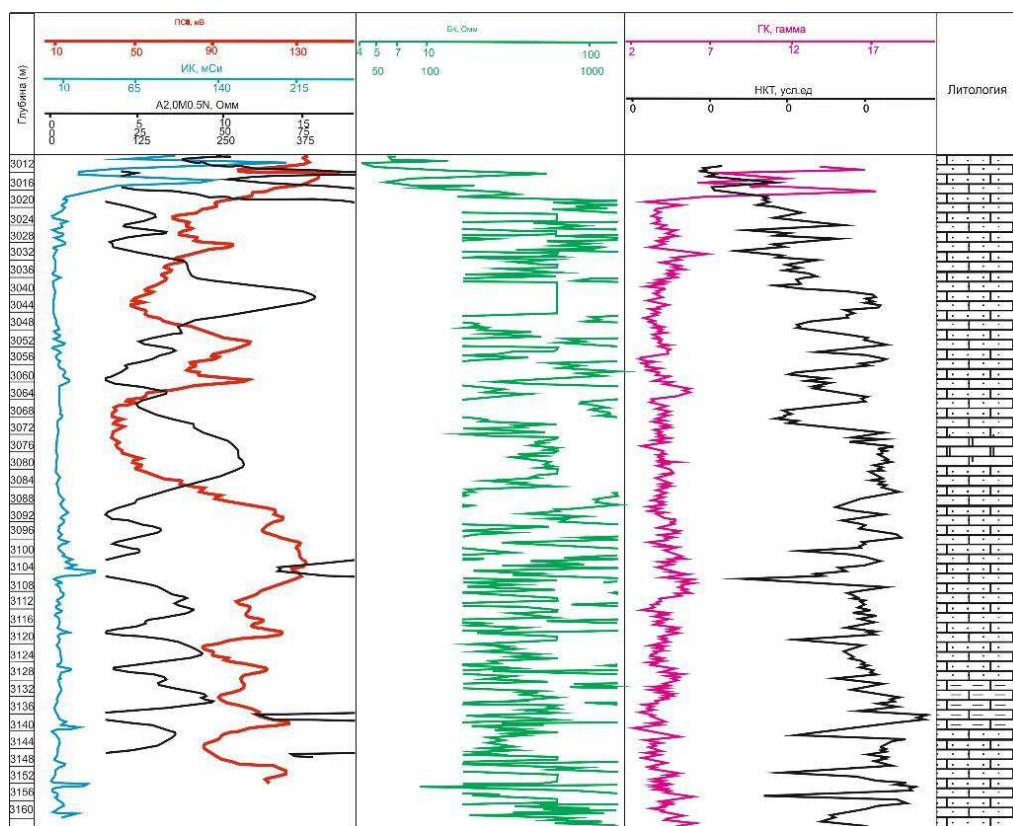


Рисунок 23 – Литолого-геофизический разрез палеозойского фундамента, вскрытый бурением скважиной Арчинской 41

Таблица 9 – Коллекторские свойства скв. 40, скважин Арчинского месторождения

Интервал	Литологический состав	Кп, %	Кпр, 10 ⁻³ мкм ²		Рк		Тип коллектора	
			Л.л.	Ф. пл	Л. л.	Ф.п л	Л.л.	Ф.пл
3031,5- 3039,5 3039,5- 3042,7	Известняк зоогенный биоморфный амфипоровый силицит	0,4	32,7	-	0,6	-	-	--
3042,7- 3045,7	Известняк зоогенный биоморфный амфипоровый доломитизированный	0,3	-	-	-	-	-	--
3048,0- 3050,0	Известняк амфипоровый	2,4	11,5	-	2,4	-	УІВ (Т)	--
3053,1- 3056,5	Известняк амфипоровый окварцованный	0,9	24,8	-	0,3	-	-	--
3059,3- 3061,6	Известняк амфипоровый	0,9	17,8	-	1,1	-	УІВ (Т)	--
3065,6- 3069,6	Известняк амфипоровый	1,1	0,35	-	0,4	-	-	--
3069,6- 3073,6	Известняк амфипоровый пористый трещенный	0,4	10,6	-	0,4	-	-	--
3073,6- 3077,6	Известняк амфипоровый	1,7	22,5	0,1	2,2	-1,7	УІВ (Т)	--
3077,6- 3081,6	Доломит замещения	0,4	20,1	-	0,5	-	-	--
3081,6- 3085,9	Известняк амфипоровый, Доломитизированный	1,4	14,7	4,6	1,5	0,9	УІВ (Т)	--
3085,9- 3090,0	Известняк амфипоровый, Доломитизированный	1,9	6,9	0,2	1,6	-1,3	УІВ (М, Т)	--
3104,4- 3107,0	Известняк амфипоровый	0,4	13,2	-	0,4	-	-	--
3042,7- 3045,7	Известняк зоогенный биоморфный амфипоровый силицит	0,2	16,0	-	0,2	-	-	--

Таблица 10 – Коллекторские свойства скв. 41, скважин Арчинского месторождения

Интервал	Литологический состав	Кп, %	Кпр, 10 ⁻³ мкм ²		Рк		Тип коллектора	
			Л.л.	Ф.пл	Л.л.	Ф.пл	Л.л.	Ф.пл
3015,2-3030,4	Доломит замещения	0,85	17,6	-	1,06	-	УІВ (Т)	-
3038,5-3043,7	Доломит замещения	0,87	16,5	-	1,06	-	УІВ (Т)	-
3043,7-3046,6	Доломит замещения	1,8	11,2	-	1,89	-	УІВ (Т)	-
3073,0-3078,0	Известняк амфипоровый, Доломитизированный. пористый	3,3	7,1	-	2,81	-	УІВ (Т,М)	-
3078,0-3088,4	Известняк амфипоровый, Доломитизированный пористый	1,4	20,5	-	1,8	-	УІВ (Т)	-
3088,4-3100,0	Известняк амфипоровый, Доломитизированный пористый	2,1	3,7	-	1,2	-	УІВ (М,Т)	-
3120,0-3128,0	Известняк амфипоровый, Доломитизированный пористый	0,8	13,8	-	0,9	-	-	-
3138,9-3144,5	Известняк амфипоровый, Доломитизированный пористый	0,7	19,2	-	0,9	-	-	-
3167,3-3170,2	Известняк доломитизированный амфипоровый	0,2	17,8	-	0,2	-	-	-
3170,2-3175,2	Известняк доломитизированный амфипоровый	0,2	23,7	-	0,3	-	-	-

По скважине 41 устанавливается только зона проявления гипергенных процессов. При удалении от доюрской поверхности коллекторские свойства ухудшаются.

4 Безопасность и экологичность

Нефтегазовый комплекс является одним из крупных отраслей промышленности страны и характеризуется высоким риском возникновения экологических, производственных и техногенных катастроф. Для их своевременного предотвращения на любом объекте нефтяной и газовой промышленности необходимо неукоснительно соблюдать правила, нормы и требования безопасности производства, обеспечивающие сохранение природной среды и жизни людей. Предупреждение аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах и предприятиях нефтегазового сектора является актуальной задачей, выполнение которой достигается не только мероприятиями законодательного характера, но также экономическими и техническими мерами.

Цель данного раздела состоит в разработке мероприятий, позволяющих поддерживать необходимый уровень безопасности на объектах и предприятиях нефтегазового сектора с целью сохранения здоровья людей и окружающей среды.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Рабочим местом оператора являются кустовая площадка.

При выполнении работ на оператора могут воздействовать вредные и опасные производственные факторы, представленные в **таблице 13**.

Таблица 11 – Перечень вредных и опасных производственных факторов.

№	Перечень вредных и опасных производственных факторов	Причины возникновения
1	Тяжелые метеоусловия	Работа в условиях низкой температуры воздуха
2	Воздействие на человеческий организм вредных веществ (кислоты, сырая нефть)	Обслуживание дозировочных насосов, трубопроводов химреагентов (пары опасных химических веществ)
3	Повышенная загазованность (углеводородные газы, CO ₂)	Работа ДВС, дизельных электростанций, разгерметизация
4	Травмы в процессе работы	Работа на площадках на высоте выше 0,75 метров, использование грузоподъемных механизмов, низкорасположенные коммуникации
5	Укусы насекомых	Москиты, комары
6	Производственный шум	Шум
7	Высокое давление	Давление нефтегазосодержащей жидкости и газов в замерной установке и запорной арматуре
8	Поражение электрическим током	Высокое напряжение в распределительных устройствах, кабелях, трансформаторах
9	Большая взрывопожароопасность производства	Работы с газопламенной аппаратурой (огневые работы)

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7.4 % к начисленной оплате труда [44].

В таблице 12 представлены возможные аварийные ситуации и их воздействия на окружающую среду [55].

Таблица 11 – Перечень возможных аварийных ситуаций

№	Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре
2	Разливы нефти	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере
3	Отказ трубопровода подачи хим.реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - разлив хим.реагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами хим.реагента, облив хим.реагентом нефтью
4	Разгерметизация ёмкости для хранения хим.реагентов в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- разлив хим.реагента в помещении УДХ - загазованность помещения -отравление парами хим.реагента, облив хим.реагента
5	Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - разлив хим.реагента
6	Свищ или трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях	- выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность помещения - отравление газом, облив нефтью

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Арчинский производственный участок расположен на юге Томской области в Парабельском районе. На участке производится добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа; извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа. Климатический регион Ib (IV) со средней температурой воздуха зимних

месяцев $-19-20^{\circ}\text{C}$; средняя скорость ветра из наиболее вероятных величин составляет 1,3 м/с.

Район территории по скоростным напорам ветра не регламентируется. На Арчинском месторождении замеры дебита скважин установкой осуществляются круглосуточно (посменно) как операторском отсеке, так и В на открытом воздухе, это осложнено такими природными явлениями, как дождь, снег, туман, ветер, солнцепёк, пасмурная погода.

На открытой площадке оборудование эксплуатируется со средней температурой не ниже минус 60°C . При работе в помещении с охлаждающим микроклиматом, работающие должны быть снабжены спецодеждой [60, 63].

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10°C и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10°C . В обеденный перерыв работники обеспечиваются «горячим» питанием.

Для обогрева производственных и вспомогательных помещений используются централизованные и местные системы отопления. В качестве теплоносителя используется горячая вода, пар, нагретый воздух.

Температура воздуха на рабочих местах в административно-бытовых помещениях обеспечивается на уровне $20+5^{\circ}\text{C}$ [64].

Относительная влажность воздуха на уровне: при оптимальных - условиях микроклимата - 40-60%, при допустимых условиях микроклимата 15-75% [64].

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Территория предприятия содержится в чистоте. В зимнее время территория объекта периодически очищается от снега, а в необходимых случаях посыпаться песком [52].

Движение автотранспорта на территории объекта производится по специально обустроенным дорогам, скорость не превышает 5 км/ч.

Пешеходные мостики, площадки, лестницы ограждения содержится чистыми и не загромождаются оборудованием. Пешеходные дорожки имеют твердое покрытие.

На рабочей площадке предусмотрены проходы для удобства обслуживания и ремонта оборудования. Ширина такого прохода между агрегатами составляет 0,85 м. [54]

Расстояние между стенами и производственным оборудованием установлены на расстоянии не менее 1 м, а ширина проходов не менее 0,75 м. Все вращающиеся части оборудования имеют ограждения.

Высота потолков всех помещений, коридоров и тамбуров составляет 3 м, геометрические размеры бытовых помещений выполнены в соответствии с нормативными требованиями [47].

Оборудование, для обслуживания которого необходим подъем рабочего на высоту до 0,75 м. оборудуется ступенями, а на высоту более 0,75 м лестницами и перилами.

Ограждаются также ямы, колодцы, рабочие площадки, расположенные на высоте, опасные по напряжению токоведущие части оборудования, зоны высоких температур и вредных излучений [53].

В соответствии с нормативными требованиями обозначены границы опасных зон [53].

Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений устанавливают оптимальные и допустимые нормы микроклимата в зависимости от периода года и категории работ по уровню энергозатрат [54].

Персонал работает в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), поэтому в условиях сурового климата Крайнего Севера с низкими температурами (зимой до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$) и высокой влажностью (летом до 95%) большую роль играют метеорологические факторы. При низкой (сверхдопустимой нормы) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего. При работе в летнее время при высокой температуре (до $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$) возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары [46].

По санитарной характеристике технологический процесс относится к группе Ib – процесс, вызывающий загрязнение тела и рук [56].

Уровень шума в помещениях установки не более 60 дБА [57].

Подводящие тепловые сети соответствуют нормативным требованиям [59].

Работающие с удалителями и растворителями парафиноотложений должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (костюмы из х/б ткани или халаты, резиновые перчатки или рукавицы, фильтрующий противогаз марки БКФ, очки защитные [44].

Помещения установки, в которых проводится работа с реагентами, должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией, в местах возможного выделения вредных веществ должна быть оборудована местная вытяжная вентиляция [44].

Вентиляция рабочих помещений обеспечивает не менее трехкратного воздухообмена в час.

Концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны не превышает предельных допустимых концентраций. [60, 61, 62].

Рабочие места, проезды и проходы к ним в темное время суток установлены освещением.

Общее освещенение рабочих мест составляет 200-500 лк. [29] Коэффициент светового климата 1,0 (пояс светового климата III. Группа помещений по задачам зрительной работы - 1 [58].

Так как работа по замеру дебита установки, в основном, ведется днем, то основным является естественное освещение. Для освещения в условиях недостаточной видимости применяются светильники рабочего и аварийного освещения, которые выполняются во взрывозащитном корпусе и оснащаются защитными козырьками. При отключении сети питания аварийного освещения, оно автоматически переключается на резервное питание или автономные батареи. Распределительный щит или рубильник находятся в непосредственной близости для быстрого отключения питания в аварийной ситуации, все выключатели оснащаются указательными табличками.

В зависимости от группы технологического процесса по санитарной характеристике для персонала предусмотрены санитарно-бытовые помещения, которые оборудованы душевыми, умывальниками с достаточным количеством моющих средств.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний предусмотрены средства индивидуальной защиты: спецодежда, спец обувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы.

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Попутный газ является малотоксичным продуктом, однако во всех процессах его использования нуждается в очистке, так как он содержит сероводород (H_2S) и углекислый газ (CO_2).

H_2S оказывает как местное, так и общетоксическое действие. При концентрациях около 1,2 мг/л и выше наблюдается отравление, при концентрациях 0,02-0,2 мг/л и выше отмечаются симптомы отравления со стороны нервной системы, органов дыхания и пищеварения. Появляется головная боль, головокружение, бессонница, общая слабость, снижение памяти, чиханье, кашель, стеснение дыхания и в редких случаях острый отек легких со смертельным исходом. Характерно поражение слизистой оболочки глаз – конъюнктивит, светобоязнь.

CO_2 в количестве 0,1-0,2 % становится токсичным для человека, при этом появляются головная боль и общая слабость.

Рекомендуемое значение предельно допустимая концентрация для H_2S – 3 мг/м³, класс опасности – III. Для CO_2 величина предельно допустимая концентрация составляет 20 мг/м³, класс опасности – IV [65].

Присутствие данных веществ в производственных помещениях при превышении их предельно допустимая концентрация недопустимо. Контроль загазованности обеспечивается переносными или стационарными

газоанализаторами, замеры выполняются не менее чем в двух точках помещения. При превышении предельно допустимая концентрация необходимо вывести людей из помещения и выполнить мероприятия по снижению концентрации веществ до необходимого рекомендуемого уровня.

При превышенных значениях концентрации необходимо воспользоваться средствами защиты (противогазами).

Передача электрической энергии осуществляется по воздушным или кабельным линиям во взрывобезопасном исполнении.

Заземление осуществляется от индивидуально установленных заземлителей или путем присоединения к общей заземляющей магистрали. [66]

Защита технологических установок и производственных помещений от прямых ударов молний, от электрической и электромагнитной индукции и заноса высоких потенциалов выполнена через наземные и подземные металлические коммуникации. От прямых ударов молний сооружения защищены специально установленными молниеотводами. [66]

В качестве молниеприемников используются молниеотводы, высота молниеотвода составляет 34,5 метра. [66]

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В соответствии с нормами технологического проектирования здание по взрывопожарной и пожарной безопасности относится к категории А. Огнестойкость установки относится к III степени [67].

У взрывоопасных и пожароопасных зон помещениях или на открытых установках указываются классы по ПЭУ: взрывоопасные В-1г и категории ША-Т3, ПВ-Т3, ПС-Т1 [68].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение правил ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства приведены в таблице 14 и 15 [69].

Для отвода зарядов статического электричества используют устройство электропроводящих полов или заземленных зон, мостков и рабочих площадок, заземление ручек дверей, поручней, лестниц, рукояток приборов, молний и аппаратов.

Каждый производственный объект ТПП имеет комплекс защитных устройств от грозových зарядов.

На промыслах используются два типа молниеотводов: стержневые и тросовые. Защита объектов от прямых ударов молний по классу В-1г, ожидаемое поражение в год $N > 1$ не ограничивается. Категория устройства молниезащиты II. Зоны защиты А и Б.

Таблица 13 – Взрывопожароопасные, токсические свойства сырья, готовой продукции и отходов производства

Наименование сырья, готовой продукции и отходов производства		Нефть сырья	Газ попутный
Агрегатное состояние		Жидкость	Газообразное
Класс опасности (ГОСТ 12.1.007-76)		4	1
Пред.допустимая концентрация веществ в воздухе рабочей зоны		100 мг/м ³ в переводе на углерод	100 мг/м ³
Характеристика токсичности (воздействие на организм человека)		Аэрозоли фиброгенного действия	-
Концентрационный предел, мг/м ³	верхний предел	-	300
	нижний предел	-	50
Температура	самовоспламенения	-	-
	воспламенения	320	-
	вспышки	49	20

Таблица 14 – Токсичные и пожароопасные свойства применяемых веществ

Характеристика	Наименование веществ						
	Нефть	Метан	Этан	Пропан	Бутан	Пентан	Сероводород
Предельно-допустимая конц. мг/м ³	300	300	300	300	300	300	
Класс опасности	4	4	4	4	4	4	
Действие на организм	Острые отравления, нарушения нервной системы, возбудимость						

При возникновении пожара в производственных помещениях В предусмотрено автоматическое отключение всех вентиляционных систем и электроэнергии, должен передаваться сигнал о пожаре во внешнюю среду.

Над выходами из установки установлено табло «Выход» с подсветкой и автономным питанием. Для оповещения людей о пожаре предусмотрены светозвуковые оповещатели внутри и снаружи здания.

Кабели пожарной сигнализации проложены в специальных кабель каналах. В местах прохода через стены, проход выполнен в металлической трубе, зазоры между проводами, кабелями и трубой заделаны легко удаляемой массой из негорючего материала, обеспечивающей предел огнестойкости проема не менее предела огнестойкости стены (перекрытия). Предусмотрен кабельный ввод в здание [71].

Электропитание систем пожарной сигнализации и оповещения о пожаре реализовано с учетом требований безопасности [70].

Первичным средством пожаротушения на установках является огнетушитель. По назначению, в зависимости от вида заряженного ОТВ, огнетушители подразделяют по эффективности:

- для тушения загорания твердых горючих веществ (класс А);

- для тушения загорания жидких горючих веществ (класс В);
- для тушения загорания газообразных горючих веществ (класс С).

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации.

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями являются пожары и разливы нефти.

Вероятность их возникновения, возможные масштабы и последствия их воздействия на здоровье и жизнь работающих зависят от объемов и свойств горючих материалов и веществ, условий поступления, распространения и накопления их в воздухе [50].

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении замера дебита скважинной продукции составляет 2-3 человека.

Каждый работник предприятия, находящийся на территории кустовой площадки полностью обеспечен средствами индивидуальной защиты, а также медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Источниками для образования вторичных факторов поражения на территории месторождения являются склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), а также сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной пожарной безопасности. После этого он дает указания о переходе на нормальный режим работы.

Для снижения вероятности возникновения аварийных ситуации обеспечения безопасности работ предусмотрены следующие мероприятия: блокировка оборудования и сигнализации при отклонении от нормальных условий технологических процессов; выбор арматуры с учетом максимальных давлений, а также максимальных и минимальных температур, при которых

работает арматура в процессе эксплуатации; контроль сварных соединений стальных трубопроводов физическими методами; гидравлические испытания на прочность и герметичность трубопроводов до сдачи эксплуатацию; автоматизация технологических процессов; молниезащита и защита от статического электричества сооружений, технологического оборудования и трубопроводов; применение электрооборудования, аппаратуры и приборов во взрывобезопасном исполнении в помещениях со взрывобезопасными средствами.

К профилактическим мероприятиям относятся:

- обучение работников действиям в различных чрезвычайных ситуациях и периодическая проверка знаний;
- постоянная проверка готовности техники для борьбы с ЧС и ликвидации последствий ЧС;
- в резервуарных парках всегда в необходимом количестве имеется вода для тушения крупномасштабных пожаров, пожарные насосы периодически проверяются на работоспособность;
- поддерживаются в рабочем состоянии системы контроля за технологическими процессами, загазованностью воздушной среды.

4.7 Экологичность проекта

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Арчинского месторождения предусматривается:

- закачка большей части (90 %) добытого газа в систему ППД;
- утилизация оставшейся части (10 %) добытого газа для нужд собственного энерго и теплоснабжения;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключаящих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, сами с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);
- организация санитарно-защитной зоны от объектов.

При небольшом разливе нефти необходимо собрать её в отдельную тару, место разлива протереть сухой тряпкой: при разливе на открытой площадке место разлива засыпать песком, обваловать и не допускать попадания вещества в поверхностные воды. Срезать поверхностный слой грунта с загрязнением, собрать и вывезти на полигон для утилизации, соблюдая меры пожарной безопасности. Места срезов засыпать свежим слоем грунта.

При интенсивной утечке нефтесодержащих жидкостей на местности держаться с наветренной стороны и избегать их мест. Изолировать опасную зону в радиусе 200м, оградить разлившуюся жидкость земляным валом и перекачать (откачать) в порожние автоцистерны. Не допускать попадания продукта подвалы, тоннели, канализацию, водоемы [44].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В Арчинском месторождении характерен сложный кавернозно-трещиноватый тип коллектора. Также характерно чередование пропластков с преобладанием кавернозной или трещинной составляющей. Размеры каверн достигают 10 мм. Трещины участками открыты, и участками заполнены кальцитом. Местами по кальциту, заполняющему трещины, благодаря уже третичным процессам развиваются каверны. Размеры открытых трещин варьируются в большом диапазоне. В тоже время закономерности в распределении трещин, как по разрезу, так и по площади не наблюдается. В целом можно отметить, что кровля карбонатного массива, представленная, корой выветривания, благодаря влиянию вторичных процессов, которые более активны по периферии, обладает большей фильтрационной способностью, чем породы центральной части.

Для определения фильтрационных свойств наиболее достоверными являются фильтрационные параметры, определенные по результатам гидродинамических исследований в скважине, т.к. бурение с отбором керна производят поинтервально и в тоже время керном выносятся преимущественно плотные разности, следовательно, изучение пород слагающих коллектор по керну является не полным. Качество каротажа также может быть в некоторых интервалах малоэффективно из-за закупорки прискважинной зоны фильтратом бурового раствора.

Системы поперечных трещин могут размыкать карбонатные массивы на десятки метров, как по простиранию, так и в крест простирания отложений и обеспечивать гидродинамическую связь между нефтеносной и водоносной частью залежи, что не желательно при разработке. Поэтому такие методы как гидроразрыв пласта и применение пороховых генераторов давления не рекомендуются. Также при работе с таким сложным типом коллекторов не желательно допускать значительных депрессий, так как трещины, составляющие значительную часть фильтрационного потенциала, могут смыкаться, что приведет к падению дебита.

В настоящее время разработки Арчинского месторождения, давая большие депрессии и используя мощные скважинные насосы, столкнулись с проблемой сильного ухудшения фильтрационных свойств и обводненностью.

Наилучший эффект по восстановлению добычи ожидается после солянокислотной обработки призабойной части пласта и применения гелтехнологий для разобщения водоносной части от нефтяной. Наиболее эффективной из новых технологий применяемых в практике, при работе с залежами массивного типа является бурение боковых стволов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дашкевич Н.Н., Каштанов В.А. Платформенные отложения палеозоя и подсолевые комплексы докембрия левобережья р. Енисей – новый объект нефтегазопромысловых работ. М., 1990, ДАН СССР, т. 315, №5, с.1187-1191.
2. Драгунов В. И., Чернышова Н.Е. и др. Нижнепалеозойские отложения в фундаменте восточной части Западно-Сибирской низменности. -Докл. АН СССР, т. 172, №2, М., 1967, с 420.
3. Запивалов Н.П., Степанов С. А., Шатилов Г.Н. Карбонатные фации палеозоя юго-востока Западной Сибири. –Актуальные вопросы геологии Сибири. Т. II, Томск, ТГУ, 1984, №5, с. 25-30.
4. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. М., Недра, 1988
5. Карбонатные породы. Генезис, распределение, классификация. –Т. I, М., Мир, 1970. – 359 с.
6. Кинг Р.Е., Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа. Под ред. пер с англ. Недра 1975
7. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975, 678с.
8. Краснов В. И., Степанов С.А., Ратанов А. С., Рифовые системы среднего палеозоя Западной Сибири. - Теория и опыт экостратиграфии. Таллин, 1986, с. 237-245
9. Макаренко С. Н. Тищенко Г. И. Некоторые результаты изучения фациальных условий осадкообразования Нюрольского бассейна в девонское время. - Геологические формации Сибири и их рудоносность. Томск, Изд-во ТГУ, 1983, вып. 2, с.12-18.
10. Нагорский М.П., Л.Л. Эрвье, Палеозой юго-восточной части Западно-Сибирской плиты на территории Томской области // Отчет тематической партии №18 по работам за 1974-1977г. – Томск, 1977
11. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. Труды института геологии и геофизики, выпуск 589. Новосибирск, 1984
12. Парасыны В.С., Соломатин А. В. Применение сейсморазведки при поисках рифовых ловушек в Тимано-Печорской провинции. Разведочная геофизика. Обзор ВИЭМС. - М., 1987. -54 с.
13. Степанов С.А. Геологическое строение и нефтегазоносность палеозоя и венда на северо-востоке Томской области. ИГиГ СО АН СССР, Новосибирск, 1991. - 90 с.
14. Сурков В.С., Жеро О. Г., Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М., Недра, 1981. -141 с.
15. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД. –М.: Наука, 1998, -304с.

16. Mehler G.C. The Carbonates of Jacuoiranga, Sao Paulo, Brasil. Carbonatites. New York, 1966.
17. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. 2001. - 562 с.
18. Багринцева К.И. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1977.
19. Овчаренко А.В. Поиски и разведка залежей нефти и газа в карбонатных комплексах древних платформ. М.: Недра, 1985.
20. Хэлбути М.Т. Геология гигантских месторождений нефти и газа. М.: Мир, 1973.
21. Е.Г. Журавлев.Тектонические предпосылки поисков нефти и газа в доюрских образованиях Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа 1984 №3, с 35-38
22. Славкин В. С. Копилевич Е. А. Бахун Н. Н. и др. Новые направления поисков залежей углеводородов в палеозойском карбонатном комплексе Нюрольской впадины. Геофизика., 1988, № 4, с. 62-68.
23. Майдебор В.Н. (1980) Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М.: Недра.
24. Матусевич В.М. (1976) Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазового бассейна. М.: Недра.
25. Запивалов Н. П. Нефтегазовый потенциал палеозойского фундамента Западной Сибири// Нефтяное хозяйство. – 2004. – №7. – С. 76-77.
26. Оценка перспектив нефтегазоносности Парабельского мегавала и прилегающих территорий впадин/ Брылина Н.А. (отв.исп.) Отчет ДП ТО СНИИГГиМС. -Томск, 1999г.
27. Условия нефтегазообразования на больших глубинах. //Под редакцией В.В.Семенович. С.Г.Неручева, О.К.Баженовой. – М.: Наука, 1988. – С.200
28. Прогноз и оценка нефтегазоносности недр на больших глубинах. //Под редакцией С.Н.Симакова, Ленинград Недра,1986 – С.245.
29. Л.В.Сиротенко, О.И.Сиротенко. Геологические факторы глинистых толщ на больших глубинах// Геология нефти и газа, 2001, №5 С.13-15.
30. Даненберг Е.Е. и др. Детальное изучение геологического строения и совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений Томской области. Томск: ТТГУ, 1975.
31. Кожевников Д.А. Технология науки. Практическое пособие по самообразованию. Издание 2-е, доп. Тверь.: Изд-во ТЕРС». 2002. 328 с.
32. Суханова О.Н., Крец Э.С. и др. Подсчет запасов нефти, свободного газа и конденсата калинового месторождения. Том 1, Томск, 1983.
33. Е. А. Елкин, В. И. Краснов, БахаревН. К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири.Новосибирск 2001. (06-5008) Издательство СО РАН Филиал «ГЕО» 163 стр. Редакторы Е. А. Елкин, В. И. Краснов.

34. Проект пробной эксплуатации залежи нефти пласта М Арчинского газоконденсатнонефтяного месторождения, ООО «Технойл», 2002.

35. Биджаков В.И., Волков В.И., и др. Анализ результатов геологоразведочных работ на нефть и газ, проведенных на территории деятельности объединения «Томскнефть», ТомскНИПИнефть 1992г.

36. Проект разведки Арчинского месторождения. Томскнефтегазгеология, 1992г.

37. Панов Г.Е., Петряшин Л.Ф., Лысяный Г.Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Москва, «Недра», 1986г.

38. Панов Г.Е., Петряшин Л.Ф., Лысяный Г.Н. Охрана окружающей среды на предприятиях нефтяной и газовой промышленности. Москва, «Недра», 1986г.

39. Hune N.J. Petroleum geology, exploration, drilling and production, PennWell Corporation, 2001, 598 p.

40. Colter, V.S. and D.J. Harvard, 1981, Petroleum Geology of the Continental shelf of North-West Europe, Institute of petroleum, London, 521 p.

41. Gill, M., 1985, Depositional facies of middle Silurian (Niagaran) pinnacle reefs, Belle River Mills Gas Field, Michigan basin, southeastern Michigan, P.D. Roehl and P.W. Choquette eds., Carbonate Petroleum Reservoirs, Springer Verlag, New York, 121-140

42. Jardine, D., D.P. Andrews, J.W. Wishart and J.W. Young, 1977, Distribution and continuity of carbonate reservoirs, Jour. Petroleum Technology, 873-885

43. North, F.K., 1980, Petroleum Geology, Allen & Unwin, Boston, 607 p.

44. Безопасность жизнедеятельности: учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост.: Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон, дан. - Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016

45. Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных и газовых месторождений Арчинского месторождения.

46. Технический регламент ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ – ВОСТОК» «Площадка насосной станции (ДНС с УПСВ) Арчинского месторождения» (утверждён решением комиссии ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ – ВОСТОК» от 2018 года). Москва, - 2018.

47. СНиП 2.09.04 ССБТ «Пожаровзрывоопасность нефтепродуктов и химических органических продуктов. Номенклатура показателей».- утвержденными соответственно постановлениями Госстроя России от 31.03.94 N 18-23, от 24.02.95 N 18-21 и от 14.05.01 N 48, введенными в действие с 1 июля 1994 г., 1 марта 1995 г. и с 1 января 2002 г.

48. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». Утвержден и введен в действие Приказом МЧС России от 25 марта 2009 г. № 182

49. ГОСТ 12.4.011-87. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация - Введ 2018-12-01. – Москва: Стандартинформ, 2018..

50. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждёнными постановлением Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003 г. № 56 Статус: Не действует - Отменен. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. № 101

51. (ПУЭ-7), Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ), Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТБ) и др. Утвержден приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.07.02 № 204 и введена в действие с 01.01.03 с изменениями от 20.05.03 № 187

52. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 29.09.1988 N 3388.

53. ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний». Утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 июня 2016 г. N 614-ст).

54. ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ – ВОСТОК» «Выбор и применение передвижных замерных установок на нефтяных скважинах».

55. СН 357 «Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий». – Введено 01.01.1978 г. Москва: Стандартинформ, 2015 – 19 с.

56. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»

57. СНиП 31-06-2009 «Общественные здания и сооружения» Утвержден приказом Министерства регионального развития РФ от 1 сентября 2009 г. N 390).

58. НПБ 105-03 «Определение категории помещения, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»

Утвержден приказ от 18.06.2003 г. Москва № 314

59. СНиП 3.05.03 «Тепловые сети» Утвержден постановлением Госстроя СССР от 31 октября 1985 г. N 178)

60. ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» Утвержден постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 10 марта 1976 г. № 579 срок введения установлен с 01.01. 1977 г.

61. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» Утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 29.09.1988 N 3388.

62. ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК). Вредных веществ в воздухе рабочей зоны» Утверждено Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации, первый заместитель Министра здравоохранения Российской Федерации Г.Г.Онищенко 27 апреля 2003 года. Дата введения: 15 июня 2003 года

63. ГОСТ 12.4.084-80 «ССБТ. Костюмы мужские для защиты от пониженных температур. Технические условия» Комитет стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. Статус: Применение в качестве национального стандарта РФ прекращено. Дата принятия: 01 января 1982. Дата начала действия: 01 января 1982. Дата окончания действия: 01 января 1994

64. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». Утвержден Постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 01.10.1996 N 21

65. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – Москва: Стандартинформ, 2008. – 49 с.

66. [СТО Газпром 2-1.11-170-2007](#) Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и коммуникаций ОАО «Газпром» Утвержден и введен в действие Распоряжением ОАО «Газпром» от 15 октября 2007 г. №337 с 25 марта 2008г.

67. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности» Утвержден и введен в действие Приказом МЧС России от 25 марта 2009 г. № 182

68. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» Утвержден и введен в действие с 1 января 1998 г. постановлением Минстроя России от 13.02.97 г. N 18-7

69. Приказ Ростехнадзора от 12 марта 2013 №104 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности» Отменен с 1 января 2021 года на основании постановления Правительства Российской Федерации от 6 августа 2020 года N 1192.

70. СН 2.2.4/2.1.8-562-96 «СН. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». Утвержден постановлением Госкомсанэпиднадзора РФ от 31 октября 1996 г. N 36) (документ утратил силу).

71. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности». Утвержден и введен в действие Приказом МЧС России от 25 марта 2009 г. N 173.

72.1 СТО СФУ СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению и изложению и оформлению документов учебной деятельности. – Введ. 09.01.2014. – Красноярск: ИПК СФУ, 2014. – 60с.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой РЭНГМ

Н.Г. Квеско Н.Г. Квеско
«28» 06 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01 Нефтегазовое дело
21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Влияние литологической неоднородности и фильтрационных свойств пород на
выработку запасов нефти и газа Арчинского нефтегазоконденсатного
месторождения

Руководитель Гайдук 25.06.21 ст. преподаватель Т.А. Гайдукова
подпись, дата

Выпускник М.Д. Гаффоров 25.06.2021 М.Д. Гаффоров
подпись, дата

Консультант: Е.В. Мусияченко Е.В. Мусияченко
Безопасность и экологичность подпись, дата

Нормоконтролер Коржова 28.06.2021 С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2021